

enersis 11

Memoria anual 2011



enersis
E
endesa

Bolsa de Comercio de Santiago
ENERSIS

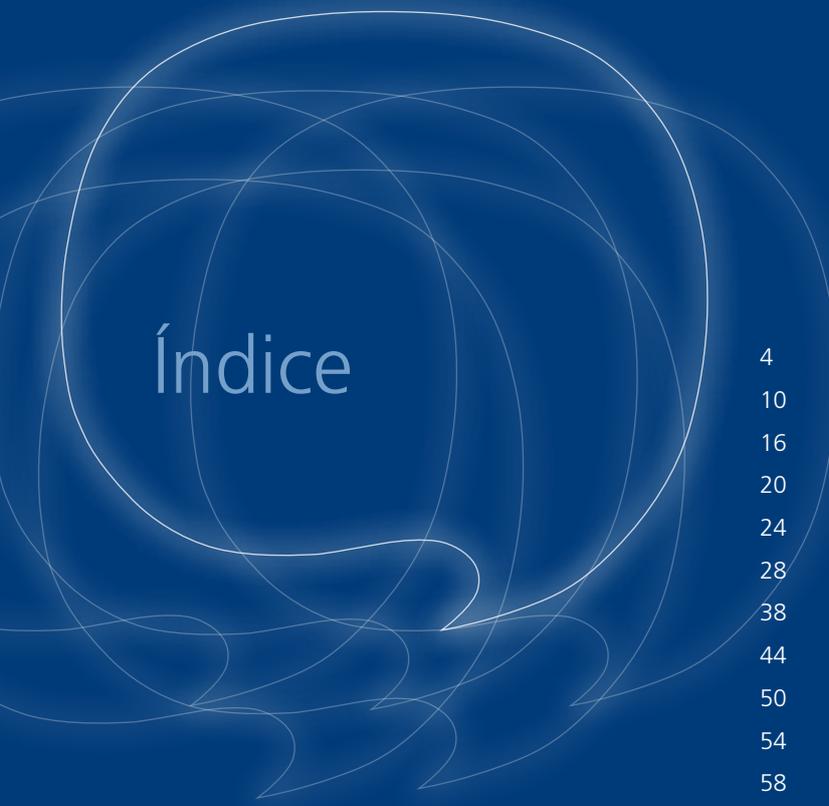
Bolsa de Nueva York
ENI

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 M\$2.824.882.835, representado por 32.651.166.465 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 M\$13.733.870.752 al 31 de diciembre de 2011. 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 2011, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a M\$375.471.254 y el resultado operacional se ubicó en M\$1.566.310.709. A fines de 2011, daba ocupación directa a 10.884 personas, a través de sus empresas filiales presentes en América Latina.

Energis
Memoria Anual 2011



Índice

4	Carta del Presidente
10	Hitos 2011
16	Principales indicadores financieros y de operación
20	Identificación de la compañía y documentos constitutivos
24	Propiedad y control
28	Administración
38	Recursos humanos
44	Transacciones bursátiles
50	Dividendos
54	Política de inversión y financiamiento 2011
58	Negocios de la compañía
66	Inversiones y actividades financieras
74	Factores de riesgo
80	Marco regulatorio de la industria eléctrica
102	Descripción del negocio eléctrico por país
132	Otros negocios
136	Cuadro esquemático de participaciones
144	Hechos relevantes de la entidad
148	Identificación de las compañías filiales y coligadas
170	Declaración de responsabilidad
172	Estados financieros consolidados
304	Análisis razonado y hechos relevantes consolidados
334	Estados financieros resumidos de empresas filiales



Carta del Presidente

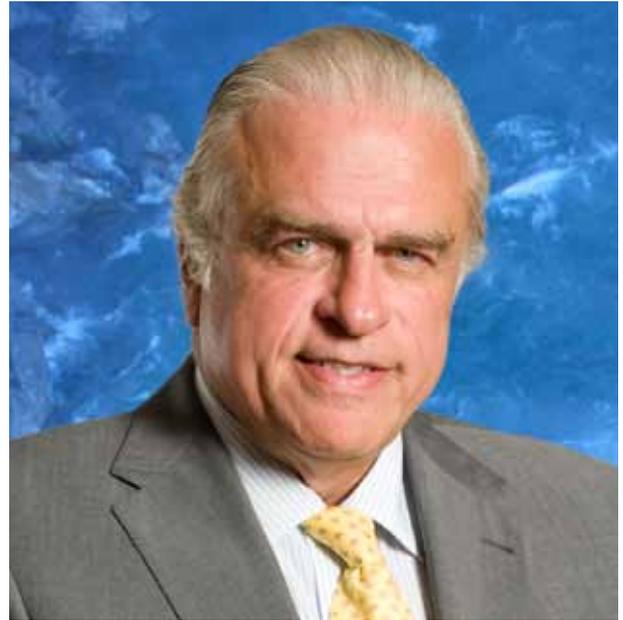
Estimado (a) accionista,

Con satisfacción presento para vuestro análisis la Memoria Anual 2011, informe que da cuenta de las acciones que desarrollamos a lo largo de un año marcado por una serie de acontecimientos no sólo en Chile, sino que también en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En cada uno de estos países poseemos una sólida y consolidada presencia, aportando con nuestros 14.832 MW de capacidad instalada al crecimiento de cada uno de estos mercados e iluminando la vida y dando energía a más de 50 millones de personas en América Latina.

Antes de entrar al detalle de nuestra gestión, quisiera realizar un breve repaso del entorno en el cual llevamos a cabo nuestros negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en la región.

Escenario económico

La economía mundial aún no se recuperaba de los vaivenes de la crisis sub prime, cuando comenzamos a sentir los efectos de la crisis que arrastran los países de la Unión Europea, situación que se agravó durante los últimos meses de 2011, detonando de manera clara lo que se ha denominado como la crisis de deuda soberana. Mientras Europa enfrenta una de sus peores crisis, acá en América Latina y, en especial, en los cinco países en los que operamos, podemos estar más tranquilos y los desempeños económicos de los últimos años nos respaldan.



Según la información disponible en el mercado, durante 2011 los países en los que estamos presentes debieron mostrar un crecimiento del PIB promedio en torno al 6,0%, destacando los incrementos de Argentina y Perú, de 9,0% y 7,0%, respectivamente. Y para 2012, los pronósticos apuntan a una expansión del Producto Interno Bruto de 4,4% promedio, destacando Perú, Argentina y Colombia con 5,0%, 4,8% y 4,5%, respectivamente. Estos crecimientos se ubican por sobre el promedio de los países de la OCDE, y sin duda, propiciarán oportunidades que deberemos capturar como compañía: con prudencia, analizando el riesgo asociado y con proyectos innovadores, sostenibles y amigables desde el punto de vista ambiental.

La crisis que viven las principales economías de Europa nos mantienen alerta. Sin embargo, y aunque estamos mejor y más preparados que en décadas pasadas, debemos ser capaces de buscar las mejores alternativas para seguir liderando el mercado eléctrico regional. Ya hicimos frente a la crisis sub prime, adecuando nuestro plan de inversiones, de tal manera, de responder de forma flexible a los requerimientos de los mercados. No me cabe duda que lo haremos nuevamente, manteniendo las expectativas de crecimiento y demostrando, que cada uno de los países en los que participamos, poseen economías sólidas, instituciones independientes y políticas macroeconómicas consolidadas.

Resultados 2011

Pese a este escenario de mayor incertidumbre, y en línea con uno de nuestros principales objetivos, la compañía alcanzó un EBITDA de \$2.127.368 millones durante 2011, unos US\$4.339 millones, manteniendo, de esta manera, la tendencia por sobre los US\$4.000 millones alcanzada durante los últimos tres años; confirmando nuestra acertada estrategia y el beneficio de contar con un balanceado portafolio de activos en cinco países de América Latina.

Estar presentes en los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú, nos permitió sumar utilidades por \$375.471 millones durante 2011. De no haber efectuado provisiones en los activos de algunas filiales argentinas, las utilidades del ejercicio hubiesen estado en línea a las obtenidas en 2010. Lo anterior, pese a los efectos de la severa sequía que impactó a Chile y al efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio en Colombia, lo que ratificó el beneficio de la diversificación.

El resultado de explotación pasó de los \$1.704.301 millones registrados en 2010 a los \$1.566.311 millones de 2011, lo que representó una disminución del 8,1%. Lo anterior, a raíz del incremento de los costos de aprovisionamientos y servicios, que se elevaron 0,5%, totalizando \$3.538.434 millones, y por la caída de 0,4% que mostraron los ingresos, los que se ubicaron en \$6.534.880 millones.

Por línea de negocio, el segmento de generación y transmisión exhibió ventas físicas consolidadas por 64.840 GWh, lo que significó un aumento de 2,2%, mientras que los ingresos descendieron 2,9% respecto a 2010, sumando \$2.700.026 millones. El EBITDA totalizó \$1.200.281 millones, un 7,3% menor respecto a igual periodo del año anterior.

En el negocio de distribución alcanzamos ventas por 69.552 GWh, 3,4% más que en igual periodo del 2010, mientras que los ingresos crecieron 1,2%, al terminar en \$4.447.427 millones. El EBITDA llegó a \$939.597 millones, lo que significó una disminución de 4,4%.

Estimados accionistas, el balanceado portafolio que poseemos nos ha permitido, pese a los impactos de la sequía en Chile,

al efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio en Colombia y a las provisiones efectuadas, alcanzar unos resultados en línea a nuestros principales objetivos: agregar valor a la inversión y mantener una sólida posición financiera.

Hoja de ruta

Durante 2011 sucedieron acontecimientos que nos obligan a replantearnos el cómo hacemos las cosas. En Chile, por ejemplo, fuimos testigo de cómo cada semana en la zona céntrica de Santiago se desarrollaron manifestaciones. La sociedad, sin duda, está más crítica y hace sentir muchas veces su molestia o su disconformidad. Podemos compartir o no los argumentos que hay de fondo, pero claramente enfrentamos nuevos desafíos.

Tengan la certeza que desde el punto de vista de nuestra relación con el entorno, nuestras filiales de generación y distribución eléctrica tienen una clara vocación por el cuidado del medio ambiente y el respeto de las comunidades, tanto acá en Chile, como en el resto de los países donde operamos.

Les aseguro que los proyectos que desarrollamos en la actualidad consideran desde el primer minuto la variable social y ambiental. Esto no es una declaración de principios. Ejemplos de esta nueva forma de hacer las cosas ya existen: como el proceso que desarrollamos en Neltume (Chile), Curibamba (Perú) y El Quimbo (Colombia), todos proyectos de generación; y la serie de actividades que emprende Ampla en Río de Janeiro, mediante el proyecto Conciencia Ampla, o las recientes acciones que llevamos a cabo para la implementación del proyecto Cervantes, en Santiago de Chile.

La presión social, que critica el actual modelo, ha sumando a sus demandas el cuestionamiento al accionar medioambiental y social de las empresas productivas, y en especial, de las de servicio público. Esto nos obliga a un esfuerzo adicional. Por un lado, dar a conocer desde un primer minuto las bondades de las iniciativas -sus aportes como energía limpia y segura en el caso de las centrales hidroeléctricas-, con un mayor contacto e interacción con las comunidades. Y desde el punto de vista técnico, mejorando el valor de los proyectos a través de una ingeniería de primer nivel.

Nuestra vocación en el mercado de la generación es hidroeléctrica. De nuestros casi 15 mil MW de capacidad instalada cerca del 60% proviene del agua. Y ese "combustible" es renovable, autóctono, limpio, seguro, amigable con el medio ambiente, al no emitir CO₂, y de bajo costo de operación.

De nuestra cartera de proyectos en estudio por más de 12.000 MW, el 51% es hidroeléctrico. Por lo tanto, no renunciaremos a nuestro ADN. No cederemos a presiones que pretenden truncar el desarrollo energético en base a un recurso limpio, seguro y renovable, y de esta manera, acompañar el crecimiento de los cinco países en los que operamos.

En distribución lideramos los proyectos de movilidad eléctrica en Chile y Colombia, y de smartcity en Brasil y Chile. Al cierre de 2011, ya contamos con 10 puntos de recarga para vehículos eléctricos en Santiago y Bogotá, y dimos los primeros pasos en Buzios (Brasil) para desarrollar la primera ciudad inteligente de América Latina. También estamos llevando a cabo mejoras en Eficiencia Energética, medición inteligente y telemedida. Todas estas iniciativas buscan satisfacer las necesidades cada vez más exigentes de nuestros 13,7 millones de clientes, y de paso, llevar adelante ideas innovadoras y amigables con el entorno.

Foco en Latinoamérica

Estimados accionistas, contamos con el respaldo de ENEL ENDESA, uno de los grupos energéticos más importantes a nivel mundial, que opera en 40 países, que cuenta con más de 96.800 MW de capacidad instalada y cerca de 61 millones de clientes en el mercado eléctrico y de gas. En América Latina, poseemos una amplia cartera de proyectos para hacer frente a las necesidades de los mercados en los que operamos, y de esta manera, proveer un suministro eléctrico seguro, confiable, amigable con el medio ambiente y las comunidades, y a precios competitivos.

Este respaldo nos hace mirar con seguridad los desafíos que nos impone año a año un mercado cada vez más competitivo. Las prioridades estratégicas para consolidar nuestra actual posición de liderazgo están claras: aprovechar las oportunidades de crecimiento orgánico, llevar adelante la

optimización de los recursos y de la estructura, y desarrollar un trabajo de excelencia.

¿Cómo implementamos esto? En generación sumaremos cerca de 800 MW en el periodo 2012-2016, con la entrada de El Quimbo (400 MW) y Bocamina II (370 MW), mientras que en distribución incrementaremos en 1,8 millón nuestra base de clientes. Debemos ser capaces de optimizar las revisiones tarifarias en curso y las que vendrán; perseguir un nuevo modelo regulatorio en Argentina; capturar oportunidades para optimizar la actual malla societaria; seguir adelante con el plan Sinergias y Zenith para alcanzar la excelencia operativa; y llevar a cabo inversiones selectivas en tiempo.

Todos nuestros accionistas deben estar tranquilos de la posición que hemos adquirido. Hoy, con orgullo, podemos decir que tenemos una situación financiera muy sana y que gozamos de prestigio en cada uno de los países en los que estamos presentes, situación que nos permite ser un actor creíble a la hora de proponer soluciones a los problemas energéticos en cada uno de los mercados.

Ejemplo de nuestra mejor posición, fue la operación realizada por Emgesa, generadora colombiana, que colocó con éxito en el mercado internacional una emisión de bonos por un valor de 736.760 millones de pesos colombianos (unos US\$400 millones) a un plazo de 10 años. Emgesa se convirtió en el primer emisor corporativo de dicho país en realizar una emisión internacional denominada en pesos.

También somos capaces de ampliar nuestras redes para atender un crecimiento de unos 400.000 clientes anuales, haciendo un uso eficiente de las inversiones.

Tenemos una política comercial que nos hace limitar el riesgo frente a las sequías y fenómenos naturales. En calidad de servicio contamos con distribuidoras como Coelce, en Brasil, que por tercer año consecutivo fue distinguida como la mejor distribuidora de Latinoamérica en satisfacción al cliente.

Hoy nuestra operación en Latinoamérica registra un consumo per cápita con mucho potencial respecto a los países de la OCDE, ya que las tasas de crecimiento económico se ubican por arriba del 4,0%, lo que evidentemente es un desafío en materia de inversión y calidad de servicio.

Generación

Para satisfacer esta creciente demanda llevamos adelante una serie de proyectos, los que se encuentran en diversas etapas de avance.

En el caso de Chile, destaca la construcción de Bocamina II, central térmica que se ubica en la comuna de Coronel, Región del Biobío. Esta unidad de 370 MW comenzará su operación comercial en el transcurso de 2012, aportando a la seguridad del suministro eléctrico de la zona central del país.

En Colombia, con orgullo puedo señalar que iniciamos la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. La central, ubicada en el kilómetro 3 de la vía La Plata, departamento del Huila, tendrá una potencia instalada de 400 MW, generará 2.216 GWh/año y junto con Betania, abastecerá cerca del 8% de la demanda nacional desde esa región.

El Quimbo es el primer proyecto de este tipo que se construye por la empresa privada en Colombia. Al mismo tiempo, es el proyecto hidroeléctrico más importante que desarrolla el Grupo Enersis en Latinoamérica después de Central Hidroeléctrica Ralco (690 MW).

Durante 2011 dimos un paso trascendental en una de las iniciativas más importantes que posee ENEL ENDESA a nivel mundial: la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto HidroAysén.

La Comisión de Evaluación de Aysén aprobó por la mayoría de sus miembros el EIA del proyecto de generación. Si bien existen algunos recursos pendientes de resolución por parte de la Corte Suprema, esperamos seguir avanzando con este proyecto.

Es legítimo que exista oposición de algunos sectores y que éstos se expresen. Entendemos la relevancia que tiene este proyecto y lo expuesta que ha estado la discusión en torno a su tramitación. Sin embargo, estamos poniendo a disposición del país un proyecto importante para los desafíos que tiene Chile en las próximas décadas. Necesitamos tomar hoy día, sin más demora, definiciones que nos permitan alcanzar una matriz energética robusta, limpia e independiente.

Nuestros esfuerzos están puestos en seguir trabajando y sacar adelante el proyecto. Durante 2012 presentaremos el EIA de la primera etapa de la línea de transmisión que unirá el complejo eléctrico con el Sistema Interconectado Central (SIC).

Sin embargo, la decisión de inversión y de construcción se tomará con todos los permisos ambientales y sectoriales aprobados, y si vemos que existe la voluntad país de considerar esta iniciativa como un proyecto estratégico.

En tramitación ambiental y en diferentes estados de avance Endesa Chile posee las siguientes iniciativas: Neltume (hidroeléctrica de pasada de 490 MW en Chile), Punta Alcalde (termoeléctrica de 740 MW en Chile), Renaico (parque eólico de hasta 109 MW en Chile) y Curibamba (hidroeléctrica de pasada de 188 MW en Perú). Ya aprobadas y a la espera de los permisos sectoriales correspondientes, como también de la aprobación ambiental de los respectivos proyectos de líneas de transmisión, están Los Cóndores (hidroeléctrica de pasada de 150 MW en Chile) y Piruquina (mini hidro de 7,9 MW en Chile).

Distribución

En el mercado de distribución debemos ser capaces de dar respuesta a las necesidades cada vez más exigentes de nuestros 13,7 millones de clientes, con un suministro seguro, confiable y a precios competitivos. Y a su vez, ser capaces de realizar las inversiones necesarias para conquistar los 1,8 millón de nuevos clientes que incorporaremos en los próximos 5 años.

Para ello, hemos dispuesto una serie de acciones tendientes a dar respuesta a dichas demandas. En materia de telemedida y smartgrids tenemos el desafío de implementar las mejores prácticas, de traer a América Latina las experiencias exitosas y tecnologías del Grupo a nivel mundial. En este marco, los mercados de Chile y Brasil aparecen como prioritarios.

Desde el punto de vista de la movilidad eléctrica, hay que avanzar en el desarrollo de más puntos de recarga y la gestión regulatoria, además de llevar al resto de los países la experiencia que ya poseemos en Chile y Colombia. Nuestro objetivo es

ambicioso y queremos liderar en América Latina el suministro para los autos eléctricos, y completar en el mediano plazo un total de más de 250 puntos de recarga en los países en los que operamos. También seremos innovadores a la hora de dar servicios comerciales a nuestros clientes de acuerdo a sus demandas y exigencias. Las soluciones Full Electric y Solar Electric son un claro ejemplo de este proceso. No dejaremos de lado, por cierto, los esfuerzos para seguir mejorando nuestros índices de pérdidas de energía, ni tampoco las acciones tendientes a mejorar la eficiencia operativa en el segmento de distribución.

Nuestra filosofía

Estimado accionista, decía que tenemos y contamos con un nuevo modelo para realizar nuestros proyectos. Modelo que incorpora desde el primer minuto el cuidado del medio ambiente y las comunidades.

El primer paso es lo que hemos denominado “diseñar mitigando”. Este concepto considera desde un inicio los aspectos medioambientales y sociales de cada iniciativa. Esta fase se enmarca en la ingeniería conceptual. Corresponde a la primera etapa. Con los antecedentes disponibles, se desarrolla la idea del proyecto, definiendo a grandes rasgos su localización, tamaño, funcionalidad y esquemas generales de disposición de obras (lay out). Tempranamente se integran consideraciones sociales y ambientales que permitan efectuar una evaluación preliminar de la iniciativa.

En la etapa de prefactibilidad, paso intermedio entre el diseño conceptual y el estudio de factibilidad, se desarrolla con mayor detalle la idea del proyecto, recopilando antecedentes sociales, técnicos y ambientales para analizar distintas alternativas y seleccionar la más conveniente desde el punto de vista ambiental, social y económico. En la fase de factibilidad se define el proyecto desde el punto de vista técnico en todas sus partes, incluyendo la culminación de los estudios sociales y ambientales.

El segundo paso es el de la “inserción temprana” en aquellas zonas donde se realizará un proyecto. En esta etapa cobra vital

importancia el respeto de las dinámicas organizacionales y culturales de los pueblos y comunidades. Estableciendo vías de comunicación directas con los dirigentes de diversas organizaciones sociales. Enfrentando con serenidad las controversias y aportando elementos que permitan aclarar las dudas.

En este paso cobra vital relevancia la información que se entrega a la comunidad respecto del proyecto: sus diversos impactos, sus problemas y beneficios. Todo, con el objetivo de contribuir a un clima de transparencia y confianza, considerando que ambos temas son la base de una buena vecindad en el largo plazo.

Más y mejor energía

Los cinco mercados en los que operamos necesitan y requieren de mayor y mejor energía. Sin embargo, vemos con preocupación las trabas y retrasos que están experimentando los proyectos energéticos en su tramitación y construcción.

Si no buscamos, en conjunto con la autoridad, una solución a este tipo de inconvenientes, sin duda, los más perjudicados serán los propios clientes. Cada retraso en la instalación de alguna central, red de transmisión o subestación de distribución significa una baja sustancial de la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Mientras los opositores a los proyectos se encargan de frenar los mismos, no son capaces de presentar soluciones concretas y realistas para suplir los déficits que se presentarán en el suministro eléctrico futuro.

Como ejemplo, puedo citar que a fines de septiembre de 2011, Chile vivió un black out que dejó sin energía a casi toda la zona central del país. El evento volvió a colocar en duda la operación del sistema eléctrico, de paso, reflató el tema de los precios de la energía, de la concentración y del mix de generación que queremos como país.

Estimados accionistas, como compañía estamos seguros que el mercado en Chile opera y funciona, que es competitivo, que las barreras de entrada no son tales. Que aunque somos un actor relevante, no concentramos los derechos de agua, que los precios responden al mix de generación que tenemos

como país y a la coyuntura de una sequía que se ha extendido más de lo que todos esperaban.

¿Hay que hacer cambios? Más que cambios hay que hablar de mejoras. Por ejemplo, acelerar la entrega de los permisos que requieren las líneas de transmisión y las centrales, siempre y cuando, estos proyectos respeten a las comunidades y el medio ambiente.

Seguiremos siendo líderes

Para poder resumir el cumplimiento de nuestros compromisos en materia de Sostenibilidad y sus tres dimensiones, puedo decir con orgullo que por segundo año consecutivo Enersis se ubicó dentro de las 5 utilities que generan mayor valor para sus accionistas a nivel mundial.

Desde el punto de vista de nuestra relación con el entorno y la sociedad, nuestras filiales de generación y distribución lograron una destacada posición en el ranking nacional de Responsabilidad Social de PROhumana, donde Chilectra ocupó el segundo lugar a nivel nacional, al igual que en 2010. Es decir, y pese a lo que algunos piensan, las empresas del Grupo Enersis tienen una clara vocación por el cuidado del medio ambiente y el respeto de las comunidades que se ubican en su entorno.

A su vez, como Grupo lideramos a nivel nacional la implementación y ejecución de políticas para conciliar la vida laboral y familiar. Para cada una de las compañías es de vital importancia el aporte que pueden realizar cada uno de los trabajadores y sus familias en este proyecto empresarial. Sin el dedicado trabajo que realizan seríamos incapaces de alcanzar las ambiciosas metas que nos proponemos año a año.

Estimados accionistas, como Presidente de Enersis, y en representación de cada uno de sus miembros, quiero felicitar a nuestros 10.884 trabajadores y a los colaboradores de nuestras empresas por el estupendo trabajo desarrollado en 2011.

Somos una multinacional de la energía, poseemos un diversificado portafolio de activos en cinco países, una presencia arraigada y permanente, el conocimiento y las habilidades, y una sólida estructura y liquidez financiera. En suma, contamos con las herramientas necesarias para hacer del Grupo Enersis, cabecera de los negocios de ENDESA en Latinoamérica -liderados desde Chile-, un referente regional y global.

Reciba un cordial saludo,



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente



Hitos 2011





Hitos 2011



Inauguración del Museo ArtedeLuz en el río Mapocho

La iniciativa que desarrolla la Municipalidad de Santiago junto a las empresas del Grupo Enersis (Enersis, Endesa Chile y Chilectra) permitió que entre los puentes Pío Nono y Patronato, por primera vez, se proyectaran obras de arte todas las noches sobre el cauce del río.

Central Moyopampa de Edelnor cumple 59 años

La Central Hidroeléctrica Moyopampa cumplió 59 años de operación aportando su energía al Sistema Interconectado Nacional del Perú. La planta fue una de las primeras centrales construidas para abastecer la demanda de energía de la ciudad de Lima, inaugurándose en 1952. En abril de 1997 se incrementó la capacidad instalada de 56,5 MW a 65 MW.

Emgesa concluye de forma exitosa colocación de bono por US\$400 millones

La compañía colocó una emisión de bonos por un valor de 736.760 millones de pesos colombianos (unos US\$400 millones) a un plazo de 10 años. Emgesa se convirtió en el primer emisor corporativo colombiano en realizar una emisión internacional denominada en pesos. La emisión tuvo una demanda total de más de US\$1.250 millones, equivalente a 3,6 veces el monto ofrecido inicialmente. La emisión está calificada BBB- (grado de inversión) por parte de Standard & Poor's y Fitch Ratings.

Enersis, a través de Endesa Chile, inicia construcción de Hidroeléctrica El Quimbo

Enersis, a través de sus filiales Endesa Chile y Emgesa, realizó en el departamento del Huila, la ceremonia de colocación de "La Primera Piedra del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo". La central tendrá una capacidad de 400 MW y se espera que entre en operación en 2014.

Edelnor registra récord histórico de máxima demanda de electricidad con 1.032 MW

Un nuevo récord en la máxima demanda de energía alcanzó Edelnor en el mes de febrero, llegando a los 1.032 MW. Esta cifra superó los 1.002 MW alcanzados el 25 de marzo del año pasado y que constituía, a su vez, un nuevo récord histórico en la demanda de electricidad. Este crecimiento se explicó, principalmente, por el mayor consumo de energía registrado tanto en los clientes residenciales como industriales.

Enersis ilumina Virgen del Cerro San Cristóbal

Las empresas del Grupo Enersis dieron una nueva iluminación a la Virgen del Cerro San Cristóbal, incrementando de manera considerable su luminosidad y reduciendo su consumo de energía en 37%. De esta manera, Enersis, Endesa Chile y Chilectra confirman su compromiso de colocar en valor el patrimonio histórico y cultural de nuestro país y, de paso, cooperan mediante acciones concretas al uso eficiente de la energía.



Chilectra inaugura primera Electrolinera de América Latina

La primera "Electrolinera" de recarga rápida de América Latina para autos eléctricos inauguró Chilectra en el marco del desarrollo de la infraestructura necesaria para que la movilidad eléctrica sea una realidad en nuestro país.

Consejero Delegado de Enel, Fulvio Conti, visitó Chile y Argentina

Fulvio Conti realizó una visita de tres días a Chile y Argentina, ocasión en la fue acompañado por el Director General de Latinoamérica de Endesa y gerente general de Enersis, Ignacio Antoñanzas.

Ampla invertirá US\$65 millones para mejorar calidad de suministro eléctrico en Brasil

Con el objetivo de mejorar la calidad del suministro eléctrico en el Estado de Río de Janeiro, la distribuidora Ampla lanzó un plan que engloba inversiones en las redes de transmisión y distribución de energía en los 66 municipios que integran el área de concesión de la compañía, presente en el 73% del Estado de Río de Janeiro, Brasil. La distribuidora tiene previsto invertir en el periodo 2010-2014, un monto de US\$65,4 millones adicionales al presupuesto previsto para la mejora de la red eléctrica.

Enersis participa en la colocación de la primera piedra de la reconstrucción del liceo INSUCO de Santiago

A un año del terremoto, Enersis participó en la ceremonia para dar inicio a las obras de reconstrucción de las dependencias del Instituto Superior de Comercio (INSUCO).

Fundación Endesa dona fondos para reconstruir 6 jardines de Integra

Fundación Endesa realizó un aporte de un millón de euros a Fundación Integra. El objetivo apoyar la reconstrucción de seis jardines infantiles de la red que resultaron dañados por el terremoto y posterior tsunami que afectó la zona centro-sur de Chile en febrero de 2010. El acuerdo se concretó en una ceremonia realizada en el Palacio La Moneda.

Comisión de Evaluación Ambiental de Aysén aprobó EIA de HidroAysén

La Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto HidroAysén. La iniciativa supone la instalación de 5 centrales por un total de 2.750 MW. Una vez operativas evitarán la emisión de 16 millones de toneladas de CO₂ al año, equivalente al 25% de las emisiones anuales de Chile.



Ampla proyecta la primera “Ciudad Inteligente” de América Latina

Con el objetivo de implementar las tecnologías más innovadoras que posee el Grupo, Ampla desarrollará la “Cidade Inteligente Búzios” (Búzios, Río de Janeiro), la que prevé la instalación de una red de distribución más inteligente, con medidores digitales y una automatización capaz de integrar toda la generación existente, las nuevas energías renovables y los vehículos eléctricos.

Coelce es elegida como la mejor distribuidora eléctrica de América Latina

Coelce fue elegida por tercer año consecutivo como la mejor distribuidora de Latinoamérica en satisfacción al cliente, según el Premio CIER de Calidad y Satisfacción al Cliente 2011, galardón concedido por la Comisión de Integración Energética Regional.

Grupo Enersis ganador en los Sustainable Marketing Award

Un reconocimiento a su compromiso con el cuidado del entorno recibió Grupo Enersis. Las empresas resultaron ganadoras del concurso Sustainable Marketing Award (SMA), organizado por el Comité de Marketing Sustentable de la Asociación Nacional de Avisadores (ANDA), en la categoría “Comunicación interna a favor del medio ambiente” por su campaña “El Cambio Climático es una realidad ¡Enfrentémoslo!”.

Presidente de Endesa S.A. recibe premio como Empresario Universalmente Destacado de 2011

Con el premio otorgado, la Cámara Oficial Española de Comercio ha querido reconocer el empuje y tesón que el presidente de Endesa S.A., Borja Prado, ha puesto en las relaciones de negocios entre España y Chile.

Chilectra y Endesa Chile fueron destacadas en materia de RSE

Chilectra y Endesa Chile fueron destacadas como referentes en materia de Responsabilidad Social Empresarial, al ubicarse en el segundo y décimo primer lugar, respectivamente, del VII Ranking que elaboran Fundación PROhumana y revista Qué Pasa.



Central Ventanilla fue registrada como MDL por las Naciones Unidas

La Central Ventanilla logró obtener el registro como Mecanismo de Desarrollo Limpio por sus operaciones. Este reconocimiento que las Naciones Unidas otorga a los proyectos que califican bajo el protocolo de Kioto, permitirá a Edegel gestionar ante la UNFCCC (Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático) los correspondientes certificados de emisiones y comercializarlos en el mercado de Bonos de Carbono.

Aprueban DIA de Central Los Cóndores

La Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) de la Región del Maule aprobó en noviembre la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) "Optimización de las obras de la C.H. Los Cóndores", iniciativa presentada en marzo de 2011. La DIA busca mejorar el proyecto aprobado en 2008 y así, disminuir la superficie a utilizar, con un importante beneficio ambiental sobre el paisaje, el suelo, la vegetación y la fauna existente en la zona.

Energis y Endesa Chile entre las más transparentes del país

Energis y Endesa Chile se ubicaron entre las cinco empresas chilenas con mejores niveles de transparencia, según un estudio llevado a cabo por la Universidad del Desarrollo y la consultora Inteligencia de Negocios. En el caso de Energis, la compañía obtuvo el segundo lugar dentro del ranking, mientras que Endesa Chile obtuvo la quinta posición.

Grupo Energis logra tercer lugar entre las Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan

El Grupo Energis alcanzó la tercera posición del ranking de la Revista Ya de El Mercurio y la Fundación Chile Unido, que reconoce a las compañías con las mejores políticas en el área de la conciliación familiar y laboral y que, a la vez, promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores.

Grupo Energis encabeza ranking Merco del sector energético

El Grupo Energis ocupó por segundo año consecutivo el primer lugar en el ranking de Medición de Reputación Corporativa (Merco), en el sector Energía. Este índice busca reconocer a las empresas chilenas más respetadas de acuerdo con su público de interés.

Principales
indicadores
financieros y
de operación





1. Principales indicadores financieros y de operación

Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)

	2006 (1)	2007 (1)	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)
Activo total	11.062.409	11.437.767	13.781.177	13.210.140	13.005.845	13.733.871
Pasivo exigible total	5.322.564	5.792.790	7.752.045	6.833.137	6.491.817	6.837.717
Ingresos de explotación	3.892.064	4.686.676	6.579.945	6.472.056	6.563.581	6.534.880
Ebitda	1.490.519	1.680.994	2.301.714	2.467.101	2.261.691	2.127.368
Resultado neto (3)	285.960	188.376	507.590	660.231	486.227	375.471
Índice de liquidez	1,17	1,30	1,09	1,17	0,97	1,03
Coefficiente de endeudamiento (4)	0,93	1,03	1,29	1,07	1,00	0,99

Al 31 de diciembre de cada año

Negocio de generación	2006	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)
ARGENTINA						
Número de trabajadores	316	323	325	332	426	473
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW)	3.639	3.644	3.652	3.652	3.652	3.652
Energía eléctrica generada (GWh)	13.750	12.117	10.480	11.955	10.940	10.801
Ventas de energía (GWh)	13.926	12.406	11.098	12.405	11.378	11.381
BRASIL						
Número de trabajadores	196	191	193	200	193	202
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	980	987	987	987	987	987
Energía eléctrica generada (GWh)	4.489	3.954	3.379	3.319	5.095	4.155
Ventas de energía (GWh)	6.867	7.348	7.093	6.869	6.790	6.828
CHILE						
Número de trabajadores	789	841	1.123	1.172	607	1.081
Número de unidades generadoras	50	63	65	110	107	107
Capacidad instalada (MW)	4.477	4.779	5.283	5.650	5.611	5.611
Energía eléctrica generada (GWh)	19.973	18.773	21.267	22.239	20.914	20.722
Ventas de energía (GWh)	20.923	19.212	21.532	22.327	21.847	22.070
COLOMBIA						
Número de trabajadores	376	399	404	415	444	498
Número de unidades generadoras	28	28	29	29	30	30
Capacidad instalada (MW)	2.779	2.829	2.895	2.895	2.914	2.914
Energía eléctrica generada (GWh)	12.564	11.942	12.905	12.674	11.283	12.090
Ventas de energía (GWh)	15.327	15.613	16.368	16.806	14.817	15.112
PERÚ						
Número de trabajadores	200	206	219	224	244	247
Número de unidades generadoras	24	24	24	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	1.426	1.468	1.467	1.667	1.668	1.668
Energía eléctrica generada (GWh)	6.662	7.654	8.102	8.163	8.466	9.153
Ventas de energía (GWh)	6.767	7.994	8.461	8.321	8.598	9.450

Negocio de distribución	Al 31 de diciembre de cada año					
	2006	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)	14.837	15.833	16.160	16.026	16.759	17.233
Número de clientes	2.195.914	2.227.742	2.262.231	2.305.060	2.352.720	2.388.605
Pérdidas de energía	10,5%	10,7%	10,6%	10,5%	10,5%	10,5%
Número de trabajadores	2.407	2.534	2.590	2.628	2.627	2.849
Clientes / trabajadores	912	879	873	877	896	838
BRASIL						
Ventas de energía (GWh)	15.438	16.212	16.689	17.253	18.777	19.193
Número de clientes	4.859.491	5.067.317	5.308.306	5.487.066	5.665.195	5.867.888
Pérdidas de energía	18,0%	17,4%	16,4%	16,8%	16,8%	16,2%
Número de trabajadores	2.726	2.682	2.576	2.533	2.484	2.496
Clientes / trabajadores	1.783	1.889	2.061	2.166	2.281	2.351
CHILE						
Ventas de energía (GWh)	12.377	12.923	12.535	12.585	13.098	13.697
Número de clientes	1.437.381	1.483.239	1.533.866	1.579.069	1.609.652	1.637.977
Pérdidas de energía	5,4%	5,9%	5,9%	6,1%	5,8%	5,5%
Número de trabajadores	708	728	717	731	719	712
Clientes / trabajadores	2.030	2.037	2.139	2.160	2.239	2.301
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh)	10.755	11.441	11.822	12.114	12.515	12.857
Número de clientes	2.138.497	2.208.559	2.284.855	2.473.747	2.546.559	2.616.909
Pérdidas de energía	8,9%	8,7%	8,1%	8,4%	8,5%	8,1%
Número de trabajadores	934	931	932	1.017	1.083	1.101
Clientes / trabajadores	2.290	2.372	2.452	2.432	2.351	2.377
PERÚ						
Ventas de energía (GWh)	4.874	5.201	5.599	5.716	6.126	6.572
Número de clientes	951.553	986.451	1.027.750	1.060.508	1.097.533	1.144.034
Pérdidas de energía	8,2%	8,1%	8,2%	8,1%	8,3%	8,2%
Número de trabajadores	548	544	571	595	553	550
Clientes / trabajadores	1.736	1.813	1.800	1.782	1.985	2.080

(1) Estados financieros confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile.

(2) Cifras contables en IFRS. Hasta 2008, los estados financieros anuales fueron confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile. A partir de 2009, los estados financieros han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, presentándose también los estados financieros de 2008 bajo la nueva norma contable. Producto de este cambio en las normas contables, las sociedades de control conjunto en las cuales Enersis tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Enersis representa en el capital social, por tanto en 2008, 2009, 2010 y 2011 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.

(3) Para los años 2008, 2009, 2010 y 2011, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

(4) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.

Identificación
de la compañía
y documentos
constitutivos





1. Identificación de la compañía

Domicilio	Santiago, 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 N° 76, Santiago, Chile
Teléfonos	(56-2) 353 4400 - (56-2) 378 4400
Fax	(56-2) 378 4788
Casilla	1557, Santiago
Sitio web	www.enersis.cl
Correo electrónico	informaciones@enersis.cl
Inscripción Registro de Valores	N°175
Audidores externos	ERNST & YOUNG
Capital suscrito y pagado (M\$)	2.824.882.835
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
Entidad de enlace Latibex	Santander Central Hispano Investment S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate y Fitch Ratings
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

2. 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 N°409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del

Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099, N°7.269 correspondiente al año 1981, y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de 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 22 de abril de 2010, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 27.937, N°19.254 del Registro de Comercio del año 2010 y publicado en el Diario Oficial el 5 de junio de 2010.



3. 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





1. Estructura de propiedad

El capital de la compañía se divide en 32.651.166.465 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2011, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Endesa Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	60,62%
Administradoras de Fondos de Pensiones	4.241.159.739	12,99%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	4.122.810.400	12,63%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	1.878.891.052	5,76%
Banco de Chile por cta. de terceros	1.003.023.860	3,07%
Fondos de Inversión Extranjeros	582.034.754	1,78%
Otros Accionistas	1.028.663.187	3,15%
Total Acciones	32.651.166.465	100,00%

2. Identificación de los controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador directo de la compañía es Endesa Latinoamérica, S.A., sociedad española que posee un 60,62% de la propiedad de Enersis.

Endesa Latinoamérica, S.A., por su parte, es controlada en un 100% por ENDESA, S.A., sociedad domiciliada en el Reino de España cuyos principales accionistas al 31 de diciembre de 2011, y de conformidad con lo que publica la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores de España) son: ENEL ENERGY EUROPE, S.L., con un 92,063 % (ENEL ENERGY EUROPE S.L.), la que a su vez, es controlada en un 100% por ENEL S.p.A. El free float¹ de ENDESA, S.A., al 31 de diciembre de 2011, era de un 7,937%.

3. Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Al 31 de diciembre de 2011, Enersis era propiedad de 7.446 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o razón social	RUT	Número de acciones	Participación
Endesa Latinoamérica, S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	60,62%
Citibank N.A. (según circular N°1.375 SVS)	59.135.290-3	4.122.810.400	12,63%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	1.252.405.010	3,84%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	1.080.565.611	3,31%
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	97.004.000-5	1.003.023.860	3,07%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	915.000.398	2,80%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	858.397.086	2,63%
Banco Itau (por cuenta de inversionistas)	76.645.030-K	479.268.568	1,47%
Banco Santander (por cuenta de inv. extranjeros)	97.036.000-K	406.254.158	1,24%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	299.299.568	0,92%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000-0	265.018.247	0,81%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	142.613.678	0,44%
Subtotal 12 accionistas		30.619.240.057	93,78%
Otros 7.434 accionistas		2.031.926.408	6,22%
TOTAL 7.446 ACCIONISTAS		32.651.166.465	100,00%

¹ Free Float entendido como porcentaje de las acciones de la sociedad mantenida bajo la propiedad de accionistas distintos a la controladora.

4. Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2011, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o razón social	Acciones al 31/12/2010	Acciones al 31/12/2011	Variación en número de acciones
Citibank N.A. (según circular N°1.375 de la SVS)	4.116.020.300	4.122.810.400	6.790.100
AFP Provida S.A.	1.389.824.663	1.252.405.010	-137.419.653
AFP Habitat S.A.	1.159.008.159	1.080.565.611	-78.442.548
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	744.345.981	1.003.023.860	258.677.879
AFP Capital S.A.	1.018.809.631	915.000.398	-103.809.233
AFP Cuprum S.A.	961.724.685	858.397.086	-103.327.599
Banco Itaú (cuenta de inversionistas)	422.448.172	479.268.568	56.820.396
Banco Santander por cuenta inversionistas extranjeros	323.445.566	406.254.158	82.808.592
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	343.232.050	299.299.568	-43.932.482
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	115.607.251	265.018.247	149.410.996

5. 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
Jean Paul Zalaquett	8.668.933-2	Vendedor	30/12/10	570	215,00	122.550	Inversión financiera	Gerente de Sostenibilidad de Chilectra
Santana S.A.	90.856.000-0	Comprador	30/12/10	2.000.000	216,67	433.338.122	Inversión financiera	Relacionada con Leonidas Vial Echeverría Director de Enersis
Sebastián Pablo Somerville Barbosa	9.980.165-4	Vendedor	04/01/11	100.000	219,90	21.990.000	Inversión financiera	Relacionado con Hernán Somerville Senn Director de Enersis
Soc. Invs. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	30/04/11	89.986	190,00	17.097.340	Inversión financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director de Enersis
Soc. Invs. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	09/05/11	6.574	200,52	1.318.218	Inversión financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director de Enersis
Soc. Invs. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	09/05/11	211	199,00	41.989	Inversión financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director de Enersis
Santana S.A.	90.856.000-0	Comprador	18/08/11	2.776.701	180,07	499.999.872	Inversión financiera	Relacionada con Leonidas Vial Echeverría Director de Enersis

6. Síntesis de comentarios y proposiciones del Comité de Directores y de los accionistas

No se recibieron en Enersis comentarios ni proposiciones respecto a la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011 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 las disposiciones que establece el Artículo 74 de la Ley N°18.046 y los Artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades Anónimas.



Administración





Kawonaki

1. Directorio



PRESIDENTE

Pablo Yrarrázaval Valdés

Presidente de la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile
Rut: 5.710.967-K



VICEPRESIDENTE

Andrea Brentan

Ingeniero Civil Mecánico
Politécnico di Milano y Master en Ciencias Aplicadas New York University
Pasaporte: YA0688158



DIRECTOR

Rafael Miranda Robredo

Ingeniero Industrial
Instituto Católico de Artes e Industrias de Madrid
Rut: 48.070.966-7



DIRECTOR

Hernán Somerville Senn

Abogado
Universidad de Chile y Master of Comparative Jurisprudence New York University
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR

Eugenio Tironi Barrios

Sociólogo
Escuela de Altos Estudios en Ciencias Sociales, París, Francia
Rut: 5.715.860-3



DIRECTOR

Leonidas Vial Echeverría

Vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile
Rut: 5.719.922-9



DIRECTOR

Rafael Fernández Morandé

Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.429.250-1

SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Domingo Valdés Prieto

Abogado
Universidad de Chile y Master of Laws University of Chicago
Rut: 6.973.465-0

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 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en Sesión Ordinaria de Directorio N°4 de fecha 23 de abril de 2010.

1.1. Remuneración del Directorio

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 26 de abril de 2011 acordó la remuneración que corresponde al Directorio de Enersis para el ejercicio 2011.

El detalle de los montos pagados al 31 de diciembre de 2011 a los directores de Enersis, en cuanto tales, así como miembros del Comité de Directores y del Comité de Auditoría se indican a continuación:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	Al 31 de diciembre de 2011 en miles de pesos				Total
			Directorio de Enersis (*)	Directorio de filiales	Comité de Directores (*)	Variable a cuenta utilidades 2010	
Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	01/01/11 al 31/12/11	80.062			64.574	144.636
Andrea Brentan (**)	Vicepresidente	01/01/11 al 31/12/11					0
Rafael Miranda Robredo	Director	01/01/11 al 31/12/11	39.256			31.899	71.155
Hernán Somerville Senn	Director	01/01/11 al 31/12/11	40.031		13.410	42.384	95.825
Eugenio Tironi Barrios	Director	01/01/11 al 31/12/11	40.031			34.341	74.372
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/11 al 31/12/11	40.031		13.018	29.466	82.515
Rafael Fernández Morandé	Director	01/01/11 al 31/12/11	40.031		13.410	29.466	82.907
Patricio Claro Grez	Director	01/01/10 al 22/04/10				12.918	12.918
Total			279.442	0	39.838	245.048	564.328

Notas:

(*) Montos Brutos

(**) El director Andrea Brentan renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.

1.2. Planes de incentivo

Esta 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.

1.3. Gastos en asesoría del Directorio

Durante el año 2011, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

2. 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 23 de abril de 2010 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a don Hernán Somerville Senn (independiente), a don Rafael Fernández Morandé (independiente) y a don Leonidas Vial Echeverría (independiente).

De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de igual fecha designó Presidente a don Hernán Somerville Senn y Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a don Leonidas Vial Echeverría como Experto Financiero. Al uno de enero de 2011 el Comité de Directores no registraba variaciones respecto de lo anterior.

2.1. Informe anual de gestión

El Comité de Directores ha sesionado doce veces durante el año 2011.

En su **primera sesión** del ejercicio, efectuada el 26 de enero de 2011, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la compañía al 31 de diciembre de 2010, 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. Además, el Comité de Directores tomó conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por Deloitte & Touche, de fecha 26 de enero de 2011, conforme a lo establecido en la Circular Conjunta N° 960 de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras y de Valores y Seguros. De la misma forma, el Comité acordó tomar conocimiento formal y expreso de la carta de control interno de Enersis S.A. de fecha 26 de enero de 2011, preparada por los auditores externos Deloitte & Touche, de conformidad al Oficio Circular N°422 de la Superintendencia de Valores y Seguros y aprobó las acciones de remediación pertinentes. El Comité de Directores acordó aprobar la contratación por parte de Enersis S.A. de un ex empleado de la firma de auditoría externa Deloitte, atendida la confirmación de Deloitte que dicha contratación propuesta no contraviene los requisitos de independencia de auditores externos de la Securities and Exchange Commission (SEC) y en cumplimiento de la Política de Contratación de

ex – Empleados de empresas de Auditoría Externa por parte de las empresas del Grupo Enersis, aprobada por el Comité de Directores en sesión de 24 de enero de 2007.

En su **segunda sesión**, acaecida el día 28 de febrero de 2011, el Comité de Directores dió por aprobados los honorarios pagados por las empresas del Grupo Enersis durante el 2010 a las distintas firmas de auditoría externa que emplea y autorizó las estimaciones que se tienen para los honorarios a pagarse por el ejercicio 2011. El Comité procedió a calificar favorablemente la evaluación del trabajo de los auditores externos de la compañía realizado durante el ejercicio 2010. Acordó, asimismo, 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 Service y Standard & Poor's International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional de Enersis S.A. para el ejercicio 2011.

En su **tercera sesión**, que tuvo lugar el día 29 de marzo de 2011, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio de la compañía que se sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación de la firma Ernst & Young como auditores externos de Enersis S.A. para el año 2011. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Asimismo, el Comité de Directores acordó solicitar la entrega de un resumen ejecutivo para su análisis relativo al estudio técnico de aplicación de normativa tributaria chilena que realizará Ernst & Young. Se acordó aprobar la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el Ejercicio 2011, según la cual éste consistiría en la cantidad de 6.000 Unidades de Fomento para fines de gastos y funcionamiento del Comité de Directores y sus asesores. Asimismo, los miembros del Comité de Directores resolvieron someter la mencionada proposición de presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2011 a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a fin de que ésta decida en definitiva sobre este asunto.

En su **cuarta sesión** que tuvo lugar el día 27 de abril de 2011, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Marzo de 2011, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Deloitte respecto de la nota sobre saldos y transacciones

con empresas relacionadas. El Comité de Directores acordó declarar examinadas la estructura y procedimientos de control interno para el reporte financiero de Enersis S.A. durante el ejercicio 2010, para efectos de la sección 404 de la ley Sarbanes Oxley Act. El Comité de Directores acordó aprobar el texto del Formulario 20-F y proponer al Directorio que éste autorice la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC), con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad relacionados con la emisión de valores en dicho país. El Comité de Directores acordó dar por cumplido el examen sobre las revelaciones relacionadas con el Statement on Auditing Standards N°61.

En su **quinta sesión** del ejercicio, efectuada el día 25 de mayo de 2011, el Comité de Directores acordó tener por efectuada la presentación institucional de los nuevos Auditores Externos, Ernst & Young, en la cual se dio a conocer el equipo de trabajo que atendería a la compañía y las políticas que se seguirían al efecto. Asimismo, emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas a través del Canal Ético, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al Presidente del Comité de Directores determinar la procedencia de 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.

En su **sexta sesión** del ejercicio, efectuada el día 23 de junio de 2011, el Comité de Directores declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la compañía. El director, señor Rafael Fernández Morandé, solicitó que se le informara en una próxima sesión acerca del porcentaje de utilidades anuales que se ha repartido en los últimos cinco años como bonos de gestión para los ejecutivos de Enersis S.A. y sus filiales. Asimismo, el señor Fernández Morandé solicitó que se informara el estado de avance al 30 de junio de la fijación de objetivos para los ejecutivos de Enersis S.A. y sus filiales y la fecha límite de conclusión del proceso. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Por último, y conforme a lo dispuesto en el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, al N° 3) del inciso octavo del artículo 50 bis y al artículo 93 de la misma ley, se acordó actualizar, en lo pertinente, el Acuerdo del Comité de Directores N°13/2007,

adoptado en sesión de fecha 29 de mayo de 2007, en el sentido que, atendido que el señor Patricio Claro Grez ya no se desempeña como Director de Enersis y que el señor Hernán Somerville Senn ha renunciado a su calidad de Director de Corpbanca; y que, a su vez, el director señor Leonidas Vial Echeverría es director de Enersis y Presidente de Larrain Vial S.A., se hacía necesario actualizar el señalado Acuerdo Marco, agregando al director señor Leonidas Vial Echeverría y a Larrain Vial S.A. y suprimiendo las referencias al señor Patricio Claro Grez y al Banco Bice y al señor Hernán Somerville Senn y a Corpbanca.

En su **séptima sesión** del ejercicio, efectuada el día 28 de julio de 2011, se acordó levantar la prohibición vigente, respecto de mantener relaciones comerciales con el proveedor Roy Alpha S.A. en el entendido que las circunstancias fundantes de la mencionada prohibición no existían a ese día. El Comité declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la compañía y tomó conocimiento de lo referente a "stock options" emitidas por Enel que benefician a un ejecutivo principal de Enersis S.A. El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, dar por aprobado el plan de auditoría del auditor externo para el ejercicio 2011. Se acordó, en relación con servicios a ser prestados por auditores externos que no sean de auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores, que, respecto del estudio técnico sobre la aplicación de la normativa tributaria chilena, encargado a Ernst & Young, aprobado en sesión del Comité de fecha 29 de marzo de 2011, la eliminación de la Fase II del contrato de prestación de servicios profesionales a suscribir con Ernst & Young, referido a la elaboración de un estudio técnico sobre la aplicación de la normativa tributaria chilena, para cuando se encuentre concluida la Fase I, no afecta la independencia ó idoneidad de los auditores externos Ernst & Young. El director Sr. Rafael Fernández Morandé solicitó se dejara constancia que, cuando se había aprobado esa contratación, había solicitado que se entregara al Directorio copia del informe correspondiente a la Fase I. El Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de junio de 2011, con sus respectivas Notas, Análisis Razonado, Hechos Relevantes y el Informe de los Auditores Externos, manifestando su conformidad con los mismos. Asimismo, el Comité de Directores solicitó que en la sesión de Septiembre se revisen las provisiones relacionadas con Derivados y Litigios. Finalmente, se acordó declarar que las bases del Memorándum de Entendimiento entre Enel Brasil Participações Ltda. y Endesa Brasil S.A., con el objeto de desarrollar proyectos eólicos en Brasil, resulta ajustado a condiciones de mercado existentes al tiempo de celebración del mismo, sin perjuicio que en la próxima sesión de Comité

de Directores examinare los términos definitivos del mismo. Se emitió el informe respectivo que dispone la ley sobre esta última materia.

En su **octava sesión** del ejercicio, celebrada el día 31 de agosto de 2011, se acordó declarar que los términos negociados del Memorandum de Entendimiento entre Enel Brasil Participações Ltda. y Endesa Brasil S.A., con el objeto de desarrollar proyectos eólicos en Brasil resultan ajustados a condiciones de mercado existentes al tiempo de celebración, emitiéndose el informe respectivo. El Comité de Directores acordó dar por examinada la suscripción de un contrato denominado "Prestación de Servicios Legales, Contables y Tributarios" que Enersis S.A. firmaría con la sociedad Enel Ingeniería e Innovazione, Agencia en Chile, que tiene por objeto la prestación de servicios jurídicos, de contabilidad y tributarios por parte de Enersis S.A. a favor de Enel Ingeniería e Innovazione, Agencia en Chile, atendido que dicho contrato se halla ajustado en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su celebración, emitiéndose el informe respectivo.

En su **novena sesión** del ejercicio, celebrada el día 30 de septiembre de 2011, se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. El Director miembro del Comité, Sr. Rafael Fernández Morandé, consultó si la fusión en la cual consistiría la reorganización de Endesa Brasil sería analizada, en el evento de concluirse la conveniencia de su realización, en Directorio de Enersis, a lo cual el Gerente General contestó afirmativamente.

En su **décima sesión**, celebrada el día 26 de octubre de 2011, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de Septiembre de 2011, 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. Asimismo, el Comité de Directores declaró que, en ese acto y con motivo del examen de los estados financieros y particularmente de la nota sobre operaciones con partes relacionadas, había tomado conocimiento de operaciones celebradas por el Director de Enersis S.A., Sr. Eugenio Tironi Barrios, a través de sociedades vinculadas a su persona, con Enersis S.A. y algunas filiales de ésta, operaciones que les habían sido comunicadas en esa oportunidad. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se

acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores.

En su **undécima sesión**, celebrada el día 30 de noviembre de 2011, el Comité de Directores 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 7 de noviembre de 2011 preparada por los auditores externos de la compañía, Ernst & Young. Asimismo, emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas a través del Canal Ético, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al Presidente del Comité de Directores determinar la procedencia de 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. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores.

En su **duodécima sesión**, celebrada el 16 de diciembre de 2011, el Comité de Directores ha aprobado el texto del informe que debía ser presentado a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía acerca de las actividades desarrolladas por el Comité durante el ejercicio 2011, así como los gastos en que hubiera incurrido, incluidos los de sus asesores, durante dicho periodo. Asimismo, en dicha sesión se aprobaron los calendarios de sesiones ordinarias del Comité de Directores para el ejercicio 2012.

En conclusión, durante el ejercicio 2011, el Comité de Directores de Enersis S.A. se ha ocupado cabalmente de las materias que precisa el artículo 50° bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y ha analizado y contribuido al mejor desarrollo de las operaciones antes analizadas.

2.2. Gastos del Comité de Directores

El Comité de Directores no hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía celebrada el 26 de abril de 2011. Dicho Comité no ha requerido la contratación de asesorías de profesionales para el desarrollo de sus funciones.

3. Principales ejecutivos



GERENTE GENERAL

Ignacio Antoñanzas Alvear (1)
Ingeniero de Minas
Universidad Politécnica de Madrid
Rut: 22.298.662-1

SUBGERENTE GENERAL

Massimo Tambosco (2)
Licenciado en Administración de
Empresas
Università Commerciale Luigi Bocconi
de Milán
Rut: 23.535.550-7

GERENTE DE AUDITORÍA

Alba Marina Urrea Gómez (3)
Contador Público Nacional
Universidad Autónoma de
Bucaramanga
Rut: 23.363.734-3



GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Ramiro Alfonsín Balza (4)
Licenciado en Administración de
Empresas
Pontificia Universidad Católica de
Argentina
Rut: 22.357.225-1

FISCAL

Domingo Valdés Prieto (5)
Abogado
Universidad de Chile y Master of Laws
University of Chicago
Rut: 6.973.465-0

GERENTE DE RECURSOS HUMANOS

Carlos Niño Forero (6)
Abogado
Universidad Externado de Colombia
Rut: 23.014.537-7

GERENTE REGIONAL DE COMUNICACIÓN

Juan Pablo Larrain Medina (7)
Periodista
Universidad Finis Terrae
Rut: 11.470.853-4

GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD

Ángel Chocarro García (8)
Licenciado en Ciencias Económicas
y Empresariales Universidad del País
Vasco
Rut: 14.710.692-0

GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO

Eduardo López Miller (9)
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica de
Valparaíso
Rut: 7.706.387-0

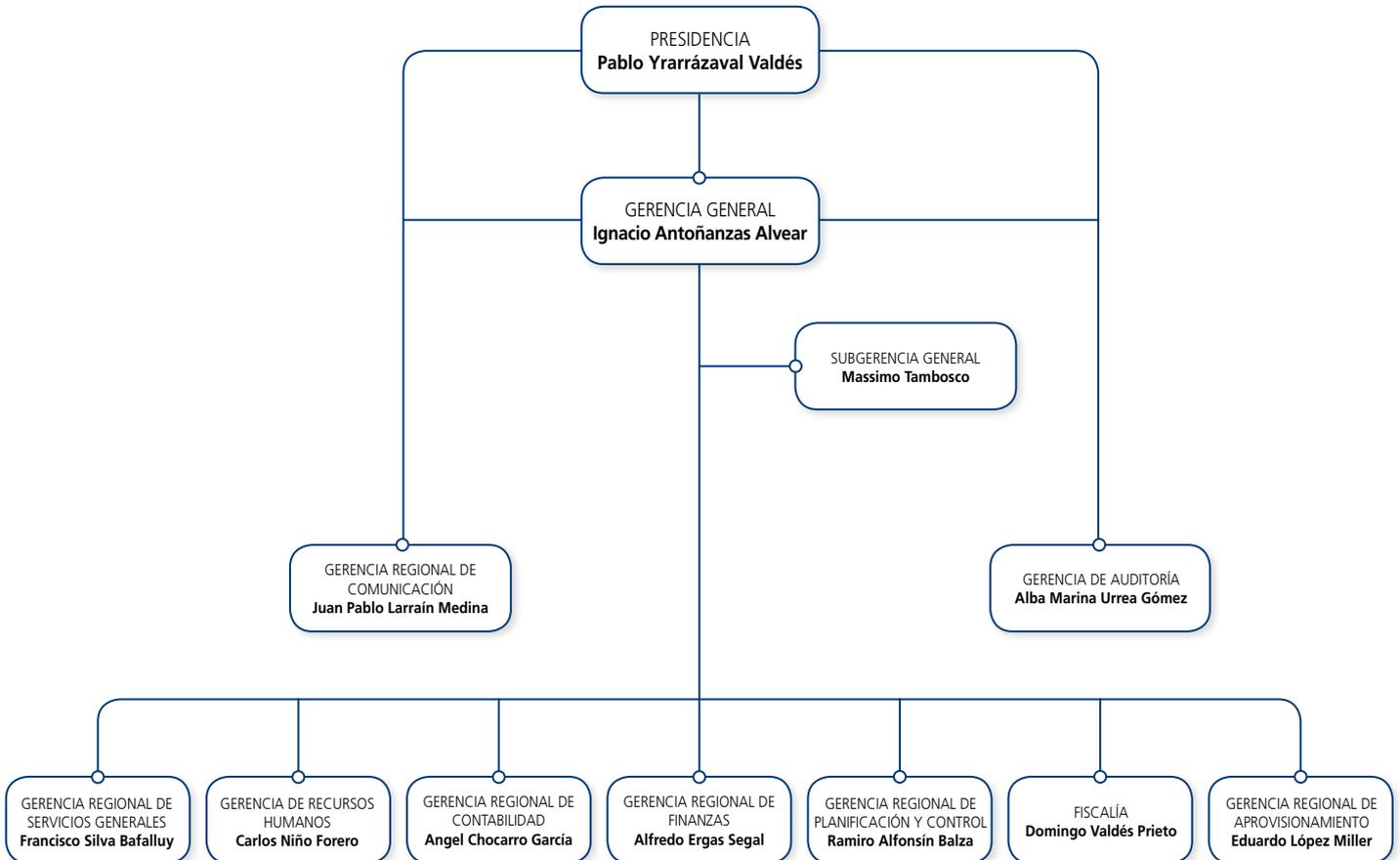
GERENTE REGIONAL DE SERVICIOS GENERALES

Francisco Silva Bafalluy (10)
Administrador Público
Universidad de Chile
Rut: 7.006.337-9

GERENTE REGIONAL DE FINANZAS

Alfredo Ergas Segal (11)
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile
Rut: 9.574.296-3

4. Estructura organizacional



4.1. Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

La remuneración total percibida durante el ejercicio 2011 por los gerentes y principales ejecutivos asciende a la cantidad de \$2.661 millones.

4.2. Beneficios para los gerentes y principales ejecutivos

La empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y el 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 de conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento.

En 2011, el monto fue de \$20 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los gerentes y principales ejecutivos.

4.3. Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

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.

4.4. Indemnizaciones pagadas a los gerentes y principales ejecutivos

Durante el 2011 no hubo pago por este concepto.

4.5. Administración de principales filiales

Argentina

Endesa Costanera

José Miguel Granged Bruñen

Ingeniero Industrial

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Zaragoza

Hidroeléctrica El Chocón

Fernando Claudio Antognazza

Contador Público

Universidad de Buenos Aires

Edesur

Antonio Jerez Agudo

Ingeniero Industrial

Universidad Politécnica de Barcelona

Brasil

Endesa Cachoeira

Guilherme Gomes Lencastre

Ingeniero Civil

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Endesa Fortaleza

Manuel Rigoberto Herrera Vargas

Ingeniero Civil Industrial mención Electricidad

Pontificia Universidad Católica de Chile

Endesa CIEN

Guilherme Gomes Lencastre

Ingeniero Civil

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Ampla

Marcelo Llévanes Rebolledo

Ingeniero Comercial

Universidad de Chile

Coelce

Abel Alves Rochinha

Ingeniero Mecánico

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Chile

Endesa Chile

Joaquín Galindo Vélez

Ingeniero Superior Industrial

Universidad de Sevilla

Chilectra

Cristián Fierro Montes

Ingeniero Civil Electricista

Universidad 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

Carlos Luna Cabrera

Ingeniero Civil

Escuela Colombiana de Ingeniería

Edelnor

Ignacio Blanco Fernández

Ingeniero Industrial

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad de Zaragoza



Recursos humanos



atendimento



idéia conhecer voc



1. 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, al 31 de diciembre de 2011, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total
Enersis (1)	11	337	76	424
Endesa Brasil (2)	25	2.429	312	2.766
Endesa Chile (3)	42	2.240	165	2.447
Chilectra (4)	10	562	140	712
Edesur	11	1.976	862	2.849
Edelnor	8	406	136	550
Codensa (5)	11	1.050	40	1.101
Manso de Velasco (6)	1	24	10	35
Total general	119	9.024	1.741	10.884

Notas:

(1) Incluye: ICT Servicios Informáticos.

(2) Incluye: Ampla, Coelce, CIEN, Cachoeira Dourada, Fortaleza, En-Brasil Comercio e Serviços, CTM y TESA.

(3) Incluye: Ingendesa (Chile, Brasil y Perú), Pehuenche, Celta, El Chocón, Edegel, Emgesa, Costanera, Túnel el Melón, GasAtacama, HidroAysén y Consorcio ARA-Ingendesa.

(4) Incluye: Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.

(5) Incluye: Empresa Eléctrica Cundinamarca.

(6) Incluye: Aguas Santiago Poniente, Const. y Proyecto Los Maitenes.

2. Relaciones laborales

Durante 2011 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los Sindicatos de Profesionales y Administrativos de Enersis, en un marco reglado y en las fechas legales establecidas. Este proceso concluyó con dos Contratos Colectivos con vigencia de 4 años, los cuales consideran mejoras en beneficios educacionales, de salud y calidad de vida, así como también en la renta variable.

Cabe destacar la continuidad de las reuniones periódicas con los dos sindicatos de Enersis, permitiendo de este modo un diálogo sincero y directo en búsqueda del bienestar de los trabajadores de la empresa.

3. Seguridad y salud laboral

En la celebración del mes del corazón que cada año tiene lugar en agosto, en 2011 se abordó la temática "Estrés y riesgo cardiovascular: Qué hacer".

En la celebración de la cuarta versión de la semana de la seguridad, se realizaron diversas actividades relacionadas con el slogan corporativo "Tu seguridad no es cosa de suerte" en los negocios de distribución y generación, destacando la realización de caminatas de seguridad, obras de teatro, lanzamiento de proyecto de trabajos en altura.

En forma permanente en las reuniones de los comités paritarios, se reflexionó respecto de la importancia que representa alcanzar la meta de cero accidentes en los lugares de trabajo.

En el marco del 49° aniversario del Concurso Nacional Anual de Seguridad, el Consejo Nacional de Seguridad, otorgó premio a la excelencia a Endesa Chile.

Con la finalidad de desarrollar las habilidades necesarias para la administración de riesgos laborales, se continuó con la realización del Diplomado en Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional.

La Gestión del Clima Laboral en empresas colaboradoras es un objetivo de mucha importancia para Recursos Humanos, por lo que dentro de los programas de trabajo desarrollados con las empresas colaboradoras, se contempló la implementación de importantes actividades, principalmente a través de herramientas que han permitido realizar una mejora continua en prácticas de trabajo que faciliten el desempeño y, la calidad de vida laboral.

Gracias al compromiso de los gerentes de las empresas colaboradoras se han realizado acciones orientadas a los temas de salud, seguridad laboral y recreación.

- **Concurso de pintura "Pinta un Mundo con Cero Accidentes"**: actividad orientada a los hijos de trabajadores de empresas contratistas que tiene como objetivo sensibilizar y entregar un mensaje a través de los niños sobre la seguridad en el trabajo.
- **Campeonato de Futbolito "Tu Copa Grupo Enersis 2011"**: actividad orientada a las empresas contratistas para fortalecer la importancia de la salud y seguridad en todas las actividades a realizar. Este año el cierre final del campeonato conto con la presencia de Claudio Borghi, entrenador de la Selección Nacional de Fútbol y de Lizardo Garrido ex futbolista, ambos entregaron su entusiasmo e invitaron a seguir realizando este tipo de actividades que enriquece la relación entre las personas.



4. Gestión de personas

La Gerencia de Recursos Humanos, con el objetivo de promover el desarrollo profesional de sus trabajadores dentro de la organización, ha potenciado la movilidad interna apuntando a un cambio a la cultura organizacional que prioriza cubrir las necesidades de contratación mediante convocatorias internas de vacantes. De esta manera, durante 2011 se efectuaron 544 movimientos internos dentro de las empresas del Grupo (concursos internos y promociones). Asimismo, en 2011 ingresaron 796 nuevas personas a la organización.

La Gerencia de Recursos Humanos tuvo una destacada participación en Ferias Laborales 2011, confirmando, con ello, el alto grado de admiración y reputación, siendo las Ferias una importante fuente de reclutamiento para las vacantes generadas durante el año.

Asimismo, con la finalidad de dar respuesta a las necesidades de apoyo de las distintas áreas y gerencias de la compañía, se dio inicio al Proceso de Reclutamiento de Practicantes y Memoristas, esta iniciativa pone a disposición de las áreas a los mejores estudiantes seleccionados para este proceso. Durante 2011 se recibieron 343 solicitudes de prácticas y 271 alumnos efectuaron su práctica profesional en las empresas del Grupo Enersis.

Por otro lado, las empresas del Grupo Enersis asumieron el desafío de proporcionar puestos de trabajo para la integración de personas con discapacidad. Producto de lo anterior, en 2011 se potenció el proyecto "Entrada", logrando la incorporación de 12 alumnos en práctica con discapacidad.

Como estrategia para captar a los jóvenes con alto potencial y brindar una oportunidad de desarrollar una carrera internacional, se dio inicio al proyecto de Jóvenes Talentos, en su primera fase de reclutamiento. Esta pionera iniciativa, invita a los mejores estudiantes de la promoción a participar de un proceso de selección que permitirá a los jóvenes destacados realizar una exitosa carrera al interior de la compañía.

La Gerencia de Recursos Humanos, a través de una iniciativa de integración con las diversas áreas, efectuó presentaciones de las áreas de RRHH a los gestores de la compañía, para entregar información, dar a conocer su rol y mejorar la coordinación entre las áreas, teniendo una importante convocatoria de toda la organización.

En Enersis la gestión del desempeño es muy importante como herramienta de desarrollo para los trabajadores. Para ello se viene realizando desde 2010 la evaluación de comportamientos BARS (Behaviorally Anchored Rating Scales) y de cumplimiento de objetivos, evaluación común a todas las empresas del Grupo Enersis a nivel país. Estas evaluaciones son una herramienta esencial para el desarrollo de las personas, y son un input para actividades formativas de desarrollo, que permiten hacer crecer a nuestros empleados mediante cursos de formación, talleres, charlas, entre otras actividades.

La Revista Ya del diario El Mercurio junto a la Fundación Chile Unido, publicaron el ranking de las Mejores Empresas para Padres y Madres que Trabajan, obteniendo el Grupo Enersis el tercer lugar. Este importante premio reconoce a las compañías con las mejores políticas en el área de la conciliación laboral y familiar y que, a la vez, promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores.

5. Acción educativa

A partir del proceso de detección de necesidades de capacitación realizado para definir el programa de formación 2011, 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.

Destaca, por segundo año consecutivo, la formación “Visión del Negocio para las funciones corporativas”, que consideró acciones formativas e-learning y cursos presenciales. Este programa, cuyo principal objetivo es que los miembros identifiquen, comprendan y participen de las actividades y etapas de los procesos de generación y distribución y, a partir de este conocimiento, les permita determinar los aspectos en los que como áreas corporativas, puede aportar valor a los negocios.

Con el objetivo de proporcionar al personal de la Gerencia de Contabilidad las herramientas necesarias para el entendimiento de las políticas contables y estimaciones contables bajo Normas Internacionales de Información Financiera, como también del tratamiento contable de las principales transacciones del negocio y los efectos de evaluación de los riesgos financieros y de inversión bajo NIIF, se llevó a cabo un Diplomado en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), del cual se titularon veinte profesionales de la compañía.

En diciembre, profesionales de la Dirección de Aprovisionamientos Latam y de las distintas filiales del Grupo Enersis asistieron al curso de “Category Management”, dictado por la consultora española Management International Purchasing (MIP). 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.

Con la participación de 30 trabajadores del Grupo Enersis se dio inicio a la primera versión del Diploma de Mercados Eléctricos en las dependencias de la Universidad del

Desarrollo, que tiene entre sus objetivos entregar las bases conceptuales y prácticas que permitan una mayor capacidad de análisis de los aspectos regulatorios y operativos que gobiernan los sistemas eléctricos, además de comprender y analizar principios regulatorios de los mercados eléctricos y entregar herramientas y conceptos que mejoren la capacidad de negociación en la contratación de suministro eléctrico.

Al mismo tiempo y con la finalidad de entregar oportunidades de desarrollo y perfeccionamiento al interior de la compañía, se otorgaron becas de estudio a los trabajadores, siendo 16 los que contaron con este beneficio. Este programa tiene por objetivo apoyar a los trabajadores en la realización de estudios de perfeccionamiento, o prosecución de estudios en las instancias de pre y postgrado.

Con el objetivo de gestionar el conocimiento, el Campus Latam continúa su proceso de implantación en la región. Esta iniciativa está siendo liderada por Chile, posibilitando el flujo continuo de aprendizaje a los trabajadores y capturando el know how del negocio eléctrico.

A través del Programa Desarrollo de Habilidades Directivas se buscó fortalecer competencias como liderazgo, pensamiento estratégico, negociación y coaching. Este programa contó con la participación de trabajadores del Grupo Enersis, además de la participación de destacados docentes, y llevó a cabo una ronda de charlas dictadas por gerentes del Grupo Enersis.

Para Enersis el clima laboral es muy importante, esto porque está en íntima relación con las personas que forman el recurso humano de la compañía. En este sentido, se elaboró un plan de acción a la luz de los resultados obtenidos en la última Encuesta de Clima 2010 definiéndose 3 focos de trabajo como acciones de mejora: Valoración y reconocimiento al mérito, formación y desarrollo, y comunicación y visión.

Para trabajar dichas áreas de mejora se definieron planes bianuales (2011-2012) comunes a toda la organización, y planes de unidad de gestión de apoyo concreto para las distintas unidades de la compañía, mediante los cuales se busca mejorar la percepción en estas y otras dimensiones en la próxima encuesta de clima programada para fines de 2012.



6. Control de contratistas

Como una forma de aportar valor al negocio mediante una adecuada administración de las contingencias laborales, durante el año se ha realizado una importante actividad tendiente a verificar el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales en empresas colaboradoras y de esta forma disminuir los riesgos asociados a contingencias.

Durante 2011 se controlaron mensualmente a nivel del Grupo, aproximadamente a 8.000 trabajadores contratistas, sobre el cumplimiento de obligaciones laborales y previsionales, con el objeto de verificar que dichos trabajadores de empresas colaboradoras cuenten con sus remuneraciones al día, contratos de trabajo, pago efectivo de cotizaciones previsionales, cumplimiento de la Ley de Semana Corrida y sueldo base, negociaciones colectivas, entre otros aspectos laborales fundamentales.

De esta manera, se logró contar con empresas contratistas con personas motivadas y alineadas, que a la vez logra aminorar los riesgos asociados a los incumplimientos.

Asimismo, atendiendo la naturaleza de las contingencias se han gestionado en conjunto con la administración de contrato y las áreas de apoyo, la solución a las contingencias laborales detectadas, lo que ha implicado que las empresas colaboradoras han ordenado sus procesos de gestión y flujos de caja, para así cumplir a tiempo con sus obligaciones contractuales disminuyendo considerablemente el riesgo laboral.



Transacciones bursátiles





BOLSA
DE
COMERCIO
—
MDCCCXCIII

1. 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:

1.1. Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2011, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 4.342 millones de acciones, lo que equivale a \$850.526 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$182,62.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio promedio
1er trimestre 2009	1.545.399.629	267.629.805.231	173,18
2do trimestre 2009	1.541.427.522	281.772.888.100	182,80
3er trimestre 2009	1.241.014.789	247.333.179.220	199,30
4to trimestre 2009	1.483.184.289	300.238.377.629	202,43
Total 2009	5.811.026.229	1.096.974.250.180	
1er trimestre 2010	1.696.301.261	382.729.133.497	225,63
2do trimestre 2010	1.563.696.617	324.580.314.181	207,57
3er trimestre 2010	1.022.597.744	227.738.321.807	222,71
4to trimestre 2010	1.036.873.297	234.604.964.411	226,26
Total 2010	5.319.468.919	1.169.652.733.896	
1er trimestre 2011	1.596.636.759	322.199.069.612	201,80
2do trimestre 2011	958.803.877	195.120.504.650	203,50
3er trimestre 2011	886.100.149	168.023.460.684	189,62
4to trimestre 2011	900.057.047	165.182.488.252	183,52
Total 2011	4.341.597.832	850.525.523.198	

1.2. Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron durante el año 707 millones de acciones, lo que equivale a \$137.932 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$180,51.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio promedio
1er trimestre 2009	172.950.412	29.952.728.437	173,19
2do trimestre 2009	176.269.604	32.727.994.819	185,67
3er trimestre 2009	161.882.338	32.234.274.972	199,12
4to trimestre 2009	185.534.126	38.124.542.694	205,49
Total 2009	696.636.480	133.039.540.922	
1er trimestre 2010	210.199.356	47.800.601.634	227,41
2do trimestre 2010	202.242.321	42.504.403.849	210,17
3er trimestre 2010	107.290.041	23.896.117.579	222,72
4to trimestre 2010	101.357.298	23.150.688.674	228,41
Total 2010	621.089.016	137.351.811.736	
1er trimestre 2011	199.064.082	39.760.396.718	199,74
2do trimestre 2011	181.558.922	37.031.576.257	203,96
3er trimestre 2011	182.448.505	34.606.048.013	189,68
4to trimestre 2011	144.335.958	26.534.354.814	183,84
Total 2011	707.407.467	137.932.375.802	

1.3. Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año 22 millones de acciones, lo que equivale a \$4.281 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$178,22.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio promedio
1er trimestre 2009	5.822.432	1.057.600.328	181,64
2do trimestre 2009	6.662.579	1.203.183.215	180,59
3er trimestre 2009	2.616.447	523.394.087	200,04
4to trimestre 2009	6.038.484	1.200.161.606	198,75
Total 2009	21.139.942	3.984.339.236	
1er trimestre 2010	4.532.840	1.014.160.886	223,74
2do trimestre 2010	6.608.965	1.399.175.523	211,71
3er trimestre 2010	5.421.823	1.219.393.783	224,90
4to trimestre 2010	2.101.429	475.974.287	226,50
Total 2010	18.665.057	4.108.704.479	
1er trimestre 2011	5.692.610	1.218.753.280	214,09
2do trimestre 2011	1.248.485	248.888.295	199,35
3er trimestre 2011	9.623.945	1.753.711.300	182,22
4to trimestre 2011	5.790.809	1.059.644.493	182,99
Total 2011	22.355.849	4.280.997.368	



1.4. 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 2011, en los Estados Unidos de América se transaron 75 millones de ADS lo que equivale US\$1.497 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US\$17,63.

Periodos	Unidades	Montos (dólares)	Precio promedio
1er trimestre 2009	25.322.091	369.537.941	14,54
2do trimestre 2009	22.237.729	357.624.325	16,12
3er trimestre 2009	24.095.308	438.059.222	18,30
4to trimestre 2009	24.586.636	478.617.884	19,32
Total 2009	96.241.764	1.643.839.372	
1er trimestre 2010	28.447.369	623.592.343	21,77
2do trimestre 2010	23.874.800	469.157.995	19,73
3er trimestre 2010	16.048.418	352.556.358	21,91
4to trimestre 2010	13.771.056	327.469.831	23,31
Total 2010	82.141.643	1.772.776.527	
1er trimestre 2011	23.885.357	488.490.283	20,52
2do trimestre 2011	15.892.708	343.376.093	21,55
3er trimestre 2011	20.034.472	397.310.624	20,27
4to trimestre 2011	14.801.276	267.775.785	18,14
Total 2011	74.613.813	1.496.952.786	

1.5. 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. Santander Central Hispano Investment S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander como custodio en Chile. Durante el 2011, se transaron 16 millones de acciones, lo que equivale a 4,5 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 0,27 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio promedio
1er trimestre 2009	108.066	1.179.407	10,91
2do trimestre 2009	153.129	1.831.466	11,96
3er trimestre 2009	168.606	2.148.348	12,74
4to trimestre 2009	133.850	1.816.675	13,57
Total 2009	563.651	6.975.896	
1er trimestre 2010	76.706	1.210.946	15,79
2do trimestre 2010	270.788	4.207.514	15,54
3er trimestre 2010	60.113	1.012.462	16,84
4to trimestre 2010	43.513	757.806	17,42
Total 2010	451.120	7.188.728	
1er trimestre 2011 (*)	3.824.700	1.155.781	0,30
2do trimestre 2011 (*)	3.395.992	1.024.002	0,30
3er trimestre 2011 (*)	5.259.100	1.414.624	0,27
4to trimestre 2011 (*)	3.293.219	893.885	0,27
Total 2011 (*)	15.773.011	4.488.292	

(*) La unidad de contratación se expresaba en los años anteriores en 50 unidades por acción.



2. Información de mercado

Durante el año 2011, el mercado accionario chileno siguió la tendencia de la mayor parte de las bolsas internacionales, mostrando un desempeño negativo, marcado principalmente por la predominancia de incertidumbre relacionada a la crisis de deuda de algunos de los países miembros de la Zona Euro, lo que trajo consigo un menor crecimiento del producto en los países desarrollados y emergentes, así como un debilitamiento de la banca y por ende de acceso a financiamiento. Por otro lado, el mercado americano ha mostrado señales de recuperación, desacoplándose de lo ocurrido en Europa.

Durante los últimos dos años, los títulos de Enersis han mostrado un desempeño negativo en los mercados en los que efectúa transacciones, influenciados por el entorno económicamente complejo que caracterizó el periodo.

2.1. Bolsa de Comercio de Santiago

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

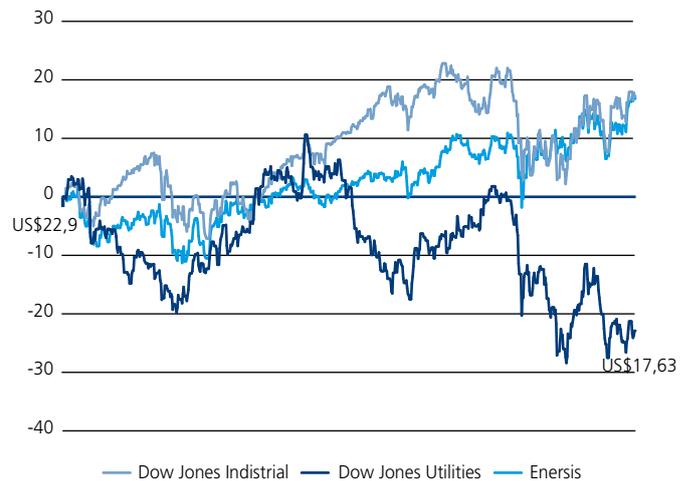


Variación	2010	2011	Acumulada 2010-2011
Enersis	-5,8%	-16,0%	-20,9%
IPSA	37,6%	-15,2%	16,6%



2.2. Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

El gráfico siguiente muestra el 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	2010	2011	Acumulada 2010-2011
ENI	1,6%	-24,1%	-22,9%
Dow Jones Industrial	11,0%	5,5%	17,2%
Dow Jones Utilities	1,8%	14,7%	16,8%

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

El gráfico muestra el 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.



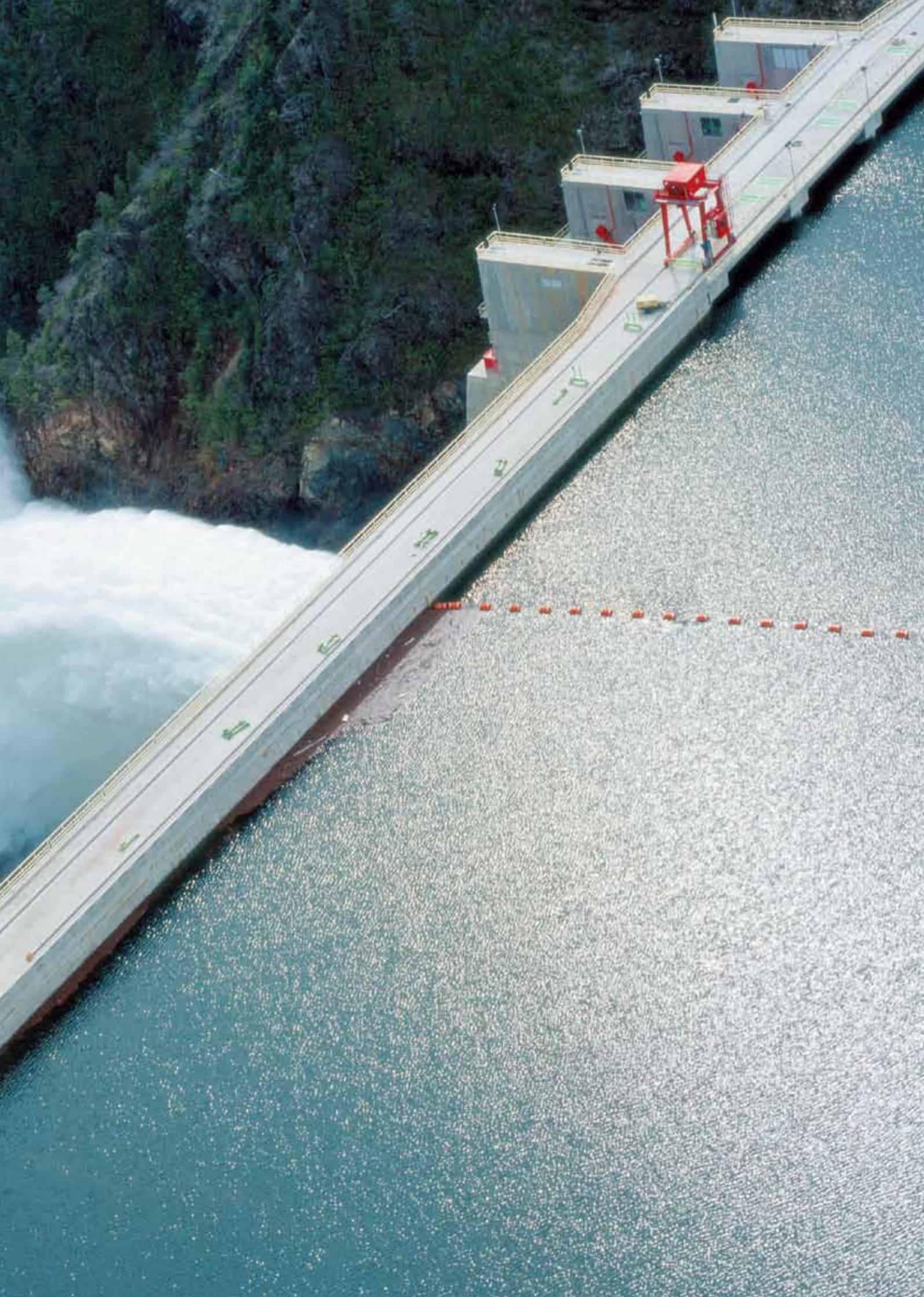
Variación	2010	2011	Acumulada 2010-2011
XENI	8,5%	-23,7%	-17,2%
LATIBEX	9,0%	-23,3%	-16,4%

(*) Desde mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. La unidad de contratación se expresa en los años anteriores en 50 unidades por acción.



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 2012 y 2011.

1. Política de dividendos de 2012

1.1. Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 29 de febrero de 2012, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento para el pago de dividendos de Enersis S.A.:

1.2. Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2012, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2013.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2013, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2012.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2013.

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 ó a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

1.3. 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.
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 cambiarla y registre una nueva opción.

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

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

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enersis 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.

2. Política de dividendos de 2011 (1) (2)

2.1. Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 28 de febrero de 2011, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento para el pago de dividendos de Enersis S.A.

2.2. Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2012, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 55% de las utilidades del ejercicio 2011.

El Directorio tiene también la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, de un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2011, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2012.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2012.

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 30 de noviembre de 2011, 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 asistentes, repartir con fecha 27 de enero de 2012, un dividendo provisorio de \$1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2011, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.

(2) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 29 de febrero de 2012, 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 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. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la compañía.

Esto representaría un reparto efectivo ascendente a M\$139.880.862 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior, modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

3. Utilidad distribuible del ejercicio 2011

La utilidad distribuible del ejercicio 2011, se indica a continuación:

	Millones de \$
Utilidad del Ejercicio *	375.471
Utilidad Distribuible	375.471

* Atribuible a la sociedad dominante

4. Dividendos distribuidos

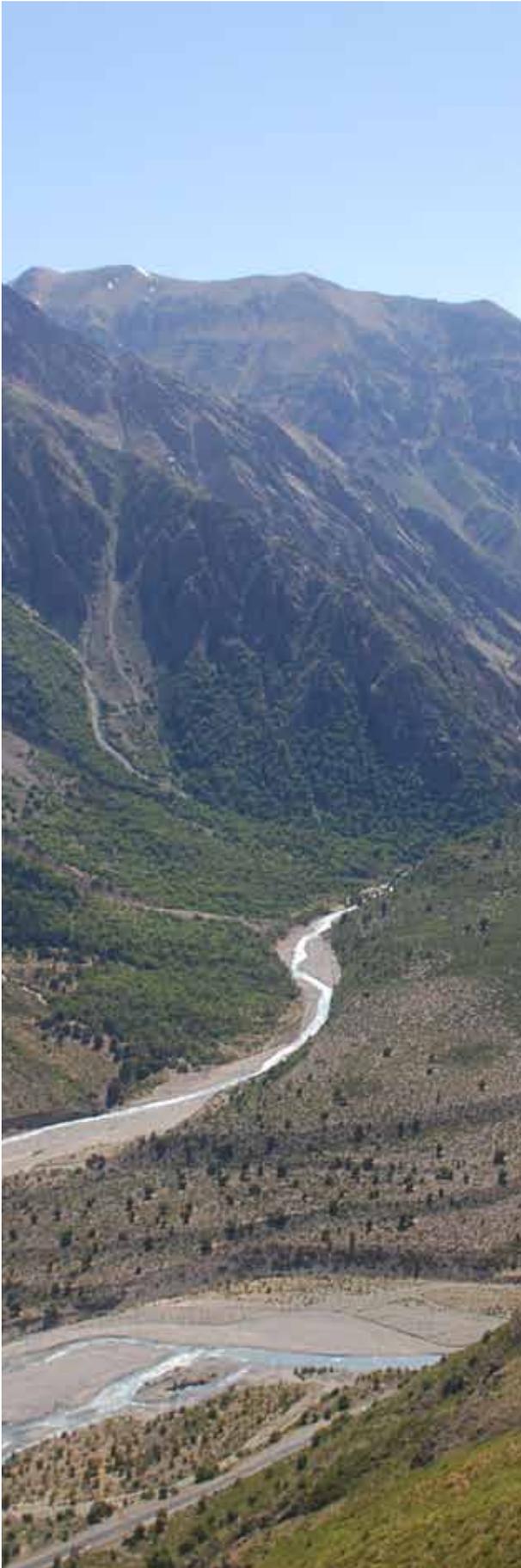
El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
73	Definitivo	28/03/06	03/04/06	1,000000	2005
74	Provisorio	19/12/06	26/12/06	1,110000	2006
75	Definitivo	16/05/07	23/05/07	4,890330	2006
76	Provisorio	20/12/07	27/12/07	0,531190	2007
77	Definitivo	24/04/08	30/04/08	3,412560	2007
78	Provisorio	13/12/08	19/12/08	1,539310	2008
79	Definitivo	07/05/09	13/05/09	4,560690	2008
80	Provisorio	11/12/09	17/12/09	2,456770	2009
81	Definitivo	29/04/10	06/05/10	4,643230	2009
82	Provisorio	21/01/11	27/01/11	1,571800	2010
83	Definitivo	06/05/11	12/05/11	5,873980	2010
84	Provisorio	21/01/12	27/01/12	1,465600	2011

Política de
inversión y
financiamiento
2011







La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2011, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación:

1. Inversiones

1.1. Áreas de inversión

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

- Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afin, 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.

1.2. Límites máximos de inversión

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

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

1.3. 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, se procederá, en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- Se propondrá en las Juntas de Accionistas de todas las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación



de directores que correspondan a la participación de Enersis 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.

2. Financiamiento

2.1. Nivel máximo de endeudamiento

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

2.2. 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).

2.3. 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.

2.4. Activos esenciales para el funcionamiento de la sociedad

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



Negocios de la compañía

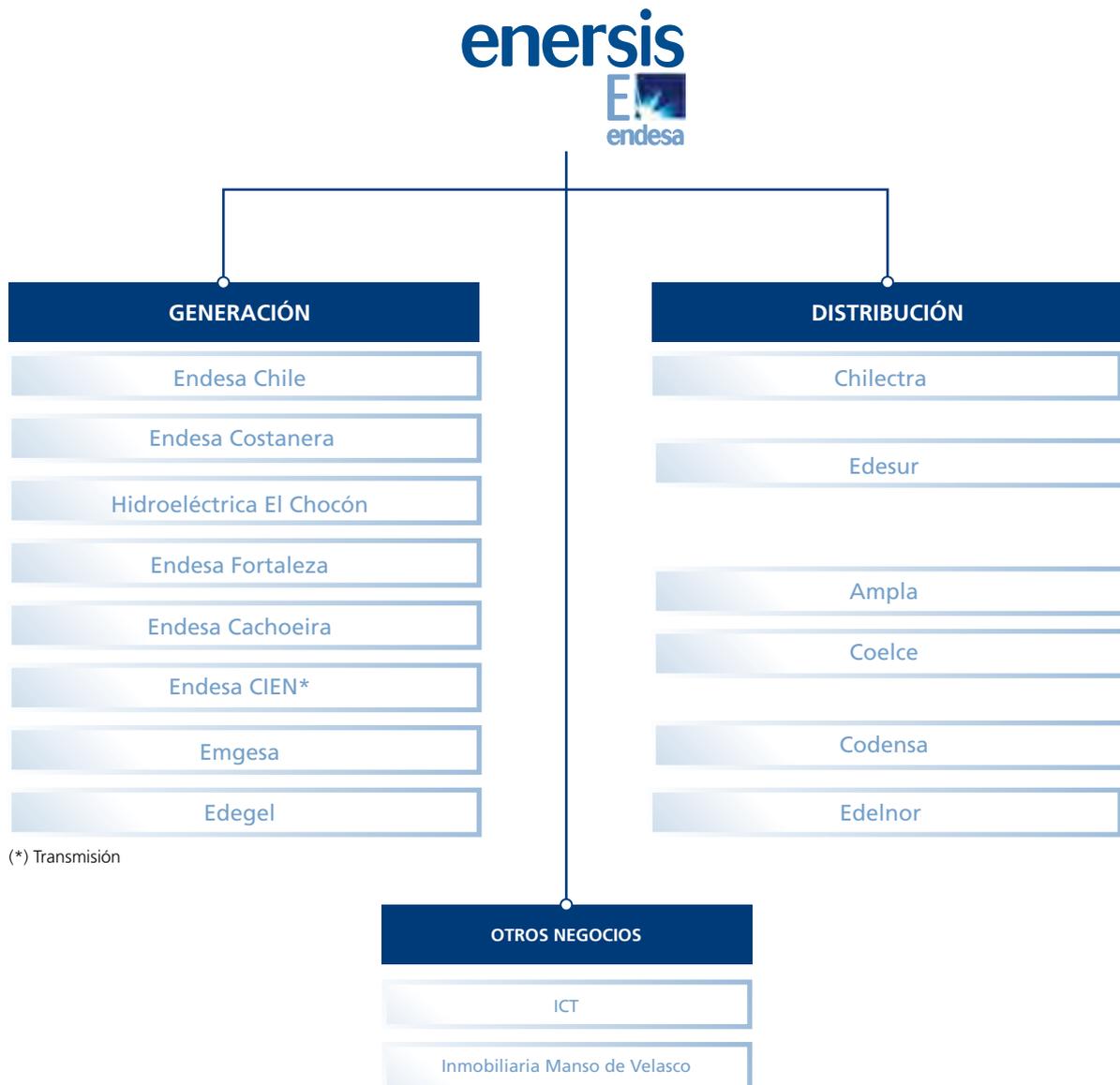




Endesa

Endesa Chile

1. Estructura de negocios

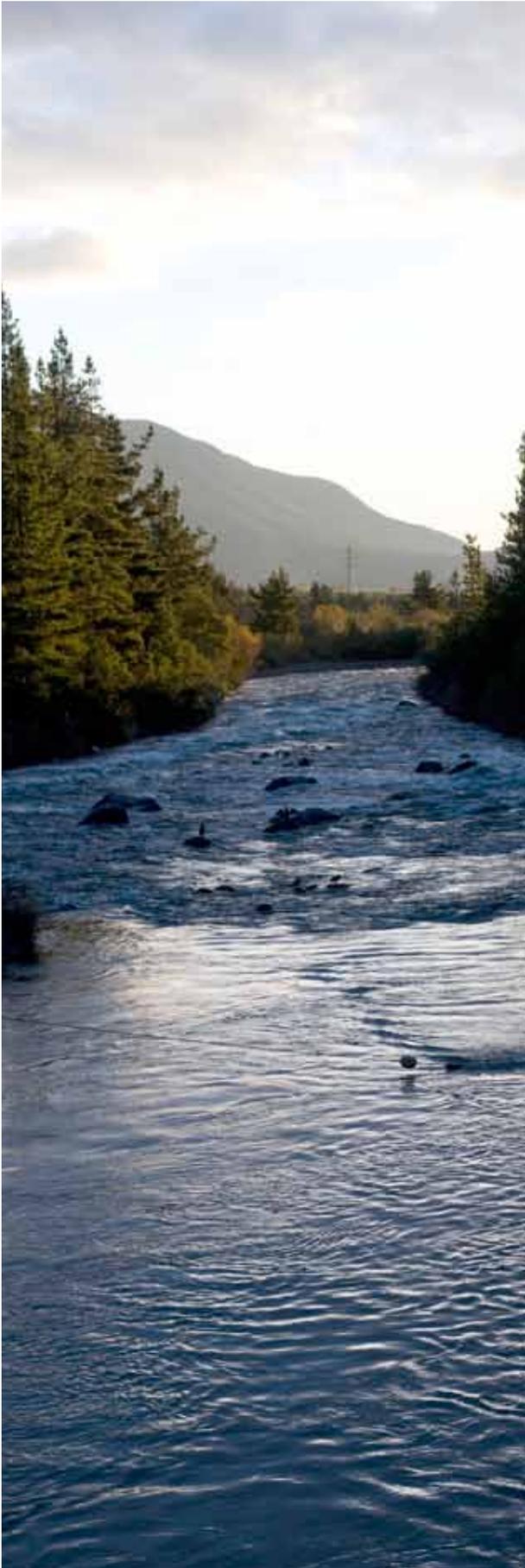


2. Reseña histórica

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 y la administración, 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.

3. 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, convirtiéndose en controladora de la misma.
- 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 Esva, 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 (OPA), la referida multinacional 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, Esva, 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 millón 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., con todos los activos que mantenían en Brasil el Grupo Enersis y Endesa Internacional (actualmente Endesa 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 Endesa 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 Endesa 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 N°1 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 Endesa 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 Endesa 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 julio Endesa Chile y Minera Lumina Copper Chile S.A. formalizaron un contrato de suministro para abastecer de energía eléctrica al Proyecto Caserones, ubicado a 162 kilómetros al sureste de Copiapó. El acuerdo contempla el abastecimiento de energía y potencia desde el 1 de septiembre de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2022.

- En octubre de 2010, la compañía sometió al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto LTE Central Hidroeléctrica Los Cóndores, iniciativa que permitirá conectar la futura Central Hidroeléctrica Los Cóndores al Sistema Interconectado Central (SIC), principal red eléctrica del país que abastece a más del 90% de la población.
- 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 Pirehueico.
- En diciembre Endesa Chile ingresó al SEA de la Región de Los Ríos el EIA del proyecto denominado Línea de Alta Tensión S/E Neltume-Pullinque. La iniciativa tiene por objetivo levantar y operar la infraestructura necesaria para transportar e inyectar al Sistema Interconectado Central (SIC), la energía proveniente de la futura Central Hidroeléctrica Neltume.
- 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". De éstos, el proyecto "Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores" ya fue calificado como ambientalmente favorable. Por su parte, están en tramitación ambiental: "LTE CH Los Cóndores - S/E Ancoa", "Central Hidroeléctrica Neltume", "Línea de Alta Tensión S/E Neltume - Pullinque", "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, lo que constituye un hito importante en la tramitación de las autorizaciones necesarias para desarrollar este proyecto de la sociedad Centrales Hidroeléctricas Aysén, en la que Endesa Chile participa en un 51%, siendo el 49% restante propiedad de la empresa eléctrica chilena Colbún. De llevarse a cabo este proyecto, supondría la incorporación de 2.750 MW de potencia hidráulica al sistema eléctrico chileno, repartida entre cinco centrales, haciendo una aportación importante a la seguridad de suministro del país. El proyecto contempla asimismo la construcción de una línea de transporte de alta tensión, desarrollada por terceros, de unos 1.912 Km de longitud, y cuyo trámite de aprobación se iniciará próximamente.
- En agosto Endesa, S.A. mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Endesa Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa, S.A.) adquiriría 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, que cotizan en la Bolsa de Sao Paulo. El 5 de agosto y en cumplimiento de la normativa del mercado de valores de Brasil, Endesa

informó que promoverá en las condiciones previstas en dicha normativa sendas ofertas públicas de adquisición (OPA) de acciones residuales dirigidas al 0,36% restante titularidad de los accionistas minoritarios tanto de Ampla Energia e Serviços S.A. como de Ampla Investimentos e Serviços S.A.

- En septiembre el Grupo Enersis midió la Huella de Carbono de sus centrales de generación en Latinoamérica. A través de su filial Endesa Chile, la compañía efectuó el cálculo de la Huella de Carbono para 13 centrales de generación ubicadas en Argentina, Chile y Colombia, y también en el Edificio Corporativo de Santiago de Chile. Paralelamente, en Perú, se elaboró una metodología propia y se calculó, en base a ésta, la Huella de Carbono en las centrales de tecnología hidráulica y térmica, y también de la sede corporativa, en Lima. Chilectra por su parte, mide su Huella de Carbono y hace públicos sus resultados desde 2007 en su Informe de Sostenibilidad. La distribuidora abordó esta temática con la finalidad de ofrecer a sus clientes diversas acciones que permitan reducir las emisiones de CO₂, a través de la Eficiencia Energética (EE) o la implementación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Para ello, Chilectra mantiene una alianza estratégica con la empresa POCH Ambiental, de amplia experiencia en asesorías de Cambio Climático y elaboración de Huella de Carbono, y que entrega servicios en cálculo y certificación, como también en la reducción de emisiones por EE o ERNC.

Inversiones y actividades financieras





RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS



1. Plan de inversiones

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.

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.

1.1. Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron \$299 mil millones en 2011, de los cuales \$145 mil millones fueron incurridos en Chile y \$154 mil millones fuera del país, mientras que en 2010, estos gastos totalizaron \$194 mil millones, de los cuales \$116 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

En Chile nuestras principales inversiones durante 2011 estuvieron concentradas en la construcción de la Central Bocamina II. En la región, nuestro principal proyecto de inversión fue la continuación de la construcción del proyecto El Quimbo, que comprende la construcción de una central hidroeléctrica de 400 MW de capacidad en Colombia.

1.2. Distribución

Durante 2011 incurrimos en gastos de capital por \$419 mil millones, principalmente 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, \$37 mil millones fueron incurridos en Chile y \$382 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2010, incurrimos en gastos de capital por \$440 mil millones para atender nuevos clientes, reducir pérdidas de energía, mantener equipos y redes, y mejorar la calidad del servicio, de los cuales \$36 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2011, Chilectra realizó inversiones por un total de \$37 mil millones relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, ofreciendo un servicio cada vez más confiable a todos sus clientes, y también en los proyectos de calidad de servicio, seguridad y proyectos de prevención de pérdidas.

Chilectra también continuó desarrollando los planes de Conectividad Inteligentes, cuyo objetivo es integrar nueva tecnología a la infraestructura de energía eléctrica, sistemas de información y comunicación.

En Alta Tensión, se continuó con el reforzamiento de las redes con un conductor de alta capacidad. En Media Tensión se sigue avanzando con el Cambio de Nivel de Tensión, de 12 kV a 23 kV, incorporándose una capacidad de 3,86 MVA. Además, se construyeron 8 nuevos alimentadores en las subestaciones Chacabuco, Recolecta, Lo Valledor, La Cisterna, Santa Marta y Vitacura.

En Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones por cerca de \$80 mil millones principalmente relacionadas a importantes obras de infraestructura eléctrica, incluyendo la incorporación de la nueva subestación Rigolleau y recambio de transformadores de distribución.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a \$183 mil millones. En particular, Ampla realizó inversiones por un total de \$132 mil millones, principalmente concentrada en proyectos de reducción de pérdidas y en el mejoramiento de calidad de las redes de distribución.

En el caso de Coelce, la inversión totalizó los \$51 mil millones, principalmente por mejoras en la red de media tensión. Especial importancia mantuvo el programa "Luz para todos", plan apoyado por el Gobierno del Estado de Ceará para proveer de servicio y energía a los clientes en zonas rurales.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron \$82 mil millones en proyectos dirigidos a la expansión, para atender a nuevos clientes y satisfacer el crecimiento de la demanda, y para incorporar equipos y renovar redes de distribución con el fin de mejorar la calidad del suministro de energía.

Entre las inversiones realizadas por Codensa podemos destacar los planes de Nueva Demanda Urbana que consisten en la construcción de la infraestructura necesaria para la atención de la nueva demanda; la ampliación de capacidad en circuitos de Media Tensión y la subterranización de redes de Media y Baja Tensión.



En la Empresa Eléctrica de Cundinamarca, las inversiones estuvieron principalmente destinadas a mejorar la continuidad y calidad del suministro y reducir las pérdidas de energía, a través de la normalización de las redes de Media y Baja Tensión y la construcción de nuevas redes para la cobertura de nuevos suministros.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de \$37 mil millones enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, ampliando las redes, mejorando la calidad de servicio y reforzando la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión. Desarrollando además, inversiones en el área de programas de control de pérdida.

Edelnor también continuó mejorando la atención y electrificación de nuevos proyectos inmobiliarios, reduciendo las pérdidas comerciales y mejorando el alumbrado público de calles.

2. 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 nuevo aumento de capital, lo que permitió incrementar la base patrimonial de la compañía en más de US\$2.000 millones.

Entre los meses de noviembre de 2004 y diciembre de 2006, Enersis suscribió dos líneas de crédito rotativo comprometidas y sin garantías, mediante su antigua agencia de las Islas Caimán. En el mismo periodo, Endesa Chile, a través de su antigua agencia de las Islas Caimán, suscribió tres líneas de crédito rotativas comprometidas sin garantía senior. Estos contratos de créditos se estructuraron con varios bancos por una suma total de US\$550 millones para Enersis y US\$650 millones para Endesa Chile y con fechas de vencimiento entre los años 2009 y 2011.

Adicionalmente, en junio de 2008, Endesa Chile suscribió un contrato de crédito sindicado renovable sin garantía por US\$200 millones, y un contrato de deuda a 6 años plazo por US\$200 millones con los mismos bancos. Esta última, para refinanciar parte de los vencimientos en julio de 2008 de Bonos Yankee por US\$400 millones.

Finalmente, en octubre de 2008 se firmaron enmiendas a las dos líneas de créditos de Enersis y las tres de Endesa Chile, con el objeto de reducir significativamente las restricciones contractuales a dicha documentación bancaria. Los principales cambios incluyeron: un aumento del umbral de materialidad de cross default a US\$50 millones junto a una exigencia copulativa de un pago en mora por ese mismo monto; una reducción de la cantidad de covenants financieros exigidos; un covenant de apalancamiento más holgado para Endesa Chile; una modificación de la documentación para reflejar la adopción de IFRS, y otros cambios de definiciones y condiciones que otorgan una mayor flexibilidad a ambas compañías.

En 2008 se realizaron, además, operaciones financieras considerando, tanto refinanciamientos como nuevas emisiones y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente a US\$2.209 millones, de los cuales, US\$125 millones provienen de Argentina, US\$594 millones de Brasil, US\$793 millones de Colombia y US\$697 millones de Perú.

Respecto al crédito rotativo por US\$200 millones contratado por Enersis en 2006 con The Bank of New York como banco agente con el objeto de otorgar liquidez a la compañía, éste venció en diciembre de 2009 sin haber sido utilizado, razón por la cual, Enersis contrató en su reemplazo dos líneas de créditos rotativos por un total equivalente a US\$200 millones, tomados en partes iguales tanto en el mercado internacional como en el mercado bancario local, respectivamente.

Con respecto al crédito rotativo por US\$200 millones que contrató Endesa Chile en 2006 en conjunto con el crédito rotativo de Enersis, con el propósito de mantener un nivel adecuado de liquidez, en ambas compañías, éste venció también en diciembre de 2009. En su reemplazo, Endesa Chile contrató en el mercado bancario local varios créditos rotativos por un total equivalente de US\$100 millones, con lo cual, Enersis y Endesa Chile quedaron con US\$200 millones y US\$300 millones disponibles en créditos rotativos, respectivamente.

En cuanto a otras transacciones realizadas, Enersis y Chilectra recibieron en octubre de 2009 un total aproximado de US\$86 millones, por la venta ordinaria de acciones en la Bolsa de Valores de Bogotá correspondiente al 2,473% de participación que el Grupo Enersis tenía en la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

Además, con fecha 9 de octubre de 2009, Endesa Chile adquirió en la Bolsa de Valores de Lima un paquete accionario correspondiente al 29,3974% del capital social de su filial generadora de energía en Perú (Edegel), operación que significó un costo de adquisición de US\$375 millones, con lo cual, la participación accionarial directa e indirecta de Endesa Chile en Edegel aumentó a un 62,46% de su capital accionario. Asimismo, con fecha 15 de octubre de 2009, Enersis adquirió en la Bolsa de Valores de Lima un paquete accionario correspondiente al 24% del capital social de su filial peruana de distribución eléctrica (Edelnor), operación que significó un costo de adquisición de US\$146 millones, con lo cual, la participación accionaria directa e indirecta de Enersis en Edelnor aumentó a un 57,53% de su capital social.

En 2009 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente en dólares a aproximadamente US\$1.540 millones, de los cuales US\$208 millones provienen de Argentina, US\$492 millones de Brasil, US\$633 millones de Colombia y US\$207 millones de Perú.

En 2010 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente en dólares a aproximadamente US\$1.578 millones, de los cuales US\$190 millones provienen de Argentina, US\$157 millones de Brasil, US\$1.044 millones de Colombia y US\$187 millones de Perú.

En 2011 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente



cercano a US\$1.615 millones, de los cuales US\$247 millones provienen de Argentina, US\$709 millones de Brasil, US\$529 millones de Colombia y US\$130 millones de Perú.

En Endesa Chile, la liquidez permitió no renovar una línea de crédito Revolving que vencía en julio de 2011 por un monto aproximado de US\$200 millones.

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.

2.1. Finanzas nacionales

Enersis y Endesa Chile cuentan al cierre de 2011 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$202 millones y US\$302 millones, respectivamente.

Asimismo, Enersis y Endesa Chile y sus respectivas filiales en Chile, cuentan al cierre de 2011 con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un equivalente a US\$239 millones y US\$204 millones, respectivamente.

Durante 2011, 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 2011 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\$1.071 millones, correspondiendo a Enersis la suma de US\$688 millones y a Endesa Chile US\$383 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Enersis a diciembre de 2011, ésta alcanzó a US\$7.330 millones. De este monto, US\$3.769 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\$2.346 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US\$4.984 millones.

En cuanto a financiamientos bancarios, Endesa Chile mantiene vigente la deuda por US\$200 millones, correspondiente al crédito sindicado contratado en junio de 2008 y que tiene su vencimiento final en junio de 2014, en el cual BBVA Bancomer es el Agente de la operación.

2.2. Finanzas internacionales

Durante 2011, la economía mundial sufrió un estancamiento, principalmente por la situación financiera que están enfrentando Europa y Estados Unidos. En tanto y a pesar de que aún existen dudas respecto a cuán sostenible será la recuperación de la economía mundial, las economías emergentes mantuvieron su crecimiento. Anticipándose a esto, las filiales extranjeras del Grupo Enersis continuaron con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, mejorando incluso los niveles de tasa de interés y con el cumplimiento de una política que permite tener los riesgos financieros controlados.

En 2011 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente cercano a US\$1.615 millones, de los cuales US\$247 millones provienen de Argentina, US\$709 millones de Brasil, US\$529 millones de Colombia y US\$130 millones de Perú.

2.3. Principales operaciones financieras concretadas durante 2011

2.3.1. Argentina

Endesa Costanera refinanció vencimientos de 2011 por aproximadamente US\$80 millones con créditos bancarios. Dentro de estos refinanciamientos, destacó la refinanciación de US\$35 millones de vencimientos con Mitsubishi Corporation y US\$10 millones con Credit Suisse. Hidroeléctrica El Chocón refinanció crédito sindicado por US\$40 millones a 4 años y contrató un nuevo crédito sindicado con bancos locales por US\$24 millones a 3,5 años, lo que le permitió incrementar la vida media de su deuda. Edesur, por su parte, obtuvo financiamientos bancarios por un total de US\$56 millones.

2.3.2. Brasil

Ampla y Coelce efectuaron exitosas emisiones de bonos locales por US\$193 millones y US\$222 millones, respectivamente, lo que les permitió incrementar la vida media de su deuda. Además, durante el año recibieron desembolsos de BNDES y BNB respectivamente, por un monto total de US\$167 millones para financiamiento de inversiones.

2.3.3. Colombia

En Emgesa la operación más importante efectuada fue la estructuración de un bono internacional por US\$400 millones, donde parte de los recursos serán utilizados para financiar el proyecto Quimbo. Además, se efectuaron operaciones de cobertura de tipo de cambio, por aproximadamente US\$116 millones.

2.3.4. Perú

Edelnor refinanció vencimientos de corto plazo por US\$54 millones aplazándola hasta 2018, aumentando la vida media de su deuda. Edegel, por su parte, contrató un préstamo por US\$31 millones a un plazo de siete años, cuyos recursos fueron utilizados para refinar anticipadamente deuda con vencimientos en 2012. Además, se contrataron instrumentos de cobertura tipo de interés por un total de US\$30 millones.

2.4. Política de cobertura

2.4.1. Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (dólar), y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. Durante 2011, las operaciones financieras realizadas por Enersis le permitieron mantener un nivel de pasivos en dólares ajustado a los flujos esperados en dicha moneda.

Como parte de esta política, Endesa Chile contrató forwards por US\$163 millones para cubrir el riesgo de tipo de cambio de los desembolsos futuros de la construcción de la central Bocamina II denominados en UF, traspasándolos a dólar que es la moneda en la cual están denominados los ingresos de la filial.

Adicionalmente, en Chile se contrataron forwards por US\$376 millones para cubrir flujos en diferentes monedas provenientes de las filiales en Latinoamérica.

El resto de las compañías del Grupo en la región contrataron forwards de tipo de cambio por US\$116 millones para redenominar desembolsos futuros de acuerdo con la indexación de sus flujos.

2.4.2. Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de cobertura, total de deuda fija y/o protegida sobre la deuda neta total, dentro de la banda de más o menos 10% con respecto al nivel de cobertura establecido en el presupuesto anual. En vista de lo anterior, durante 2011 se contrataron swaps de tasa de interés por US\$30 millones para fijar libor (London Interbank Offering Rate). Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta fue de 62%.

3. 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.

El 25 de abril de 2011, Moody's mejoró la calificación corporativa de Enersis para deuda denominada en moneda extranjera, desde Baa3 a Baa2. Por otra parte, el 15 de julio de 2011, Feller Rate ratificó las calificaciones vigentes para los programas de bonos, acciones, y efectos de comercio.

En la misma línea, Standard and Poor's (30 de noviembre de 2011) y Fitch Ratings (05 de enero de 2012) confirmaron la clasificación internacional para Enersis en BBB+ con perspectiva estable.

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.

3.1. Clasificación internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch Ratings
Corporativa	BBB+, estable	Baa2, estable	BBB+, estable

3.2. Clasificación local

Enersis	Feller Rate	Fitch Ratings
Acciones	1era Clase Nivel 1	1era Clase Nivel 1
Bonos	AA, estable	AA, estable

4. Propiedades y seguros

La empresa es propietaria de algunos equipos y subestaciones ubicados en la Región Metropolitana. Al mismo tiempo, posee seguros ante riesgos tales como: incendios, rayos, explosiones, actos maliciosos, terremotos, inundaciones, aluviones, terrorismo, daños a terceros y otros.

5. Marcas

La sociedad tiene registradas las marcas Enersis, EnersisPLC, Enersis.PLC, e Internet a la velocidad de la luz Enersis PLC.

6. 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 optado por considerar los proveedores, clientes y competidores más relevantes de sus principales filiales en Chile, esto es Endesa Chile y Chilectra.

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores más relevantes para la compañía son: Metro, Cencosud Retail, CGE Distribución, Colbún, AES Gener, Guacolda, Pacific Hydro, Saesa, Chilquinta, Minera Los Pelambres, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Gerdau Aza, Emelectric, Ingeniería y Construcción Tecnimont, y E-CL.

En relación al grado de dependencia, no existe respecto de los distintos clientes y proveedores señalados precedentemente un grado de dependencia significativo.

Factores de riesgo





1. Factores de riesgo

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

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

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la compañía.
- El Comité de Riesgos de la sociedad es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de los Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados y productos 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.
- Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos de la empresa.
- 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.

1.1. 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 62% al 31 de diciembre de 2011.

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, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2011	31-12-2010
	%	%
Tasa de interés fijo	62%	51%
Tasa de interés variable	38%	49%
Total	100%	100%

1.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo Enersis.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.
- 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\$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.



1.3. 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, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 31 de diciembre de 2011 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

1.4. Riesgo de liquidez

El Grupo Enersis 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 periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$961.355.037 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$242.750.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.



1.5. Riesgo de crédito

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

1.5.1. 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.

1.5.2. Activos de carácter financiero

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) con límites establecidos para cada entidad. Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos dos calificaciones investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible y condiciones de mercado, los primeros. La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.

1.6. 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 garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, 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
- Derivados financieros.



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.
- Para el caso de deuda, considerando las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio. Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día. La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la gerencia.

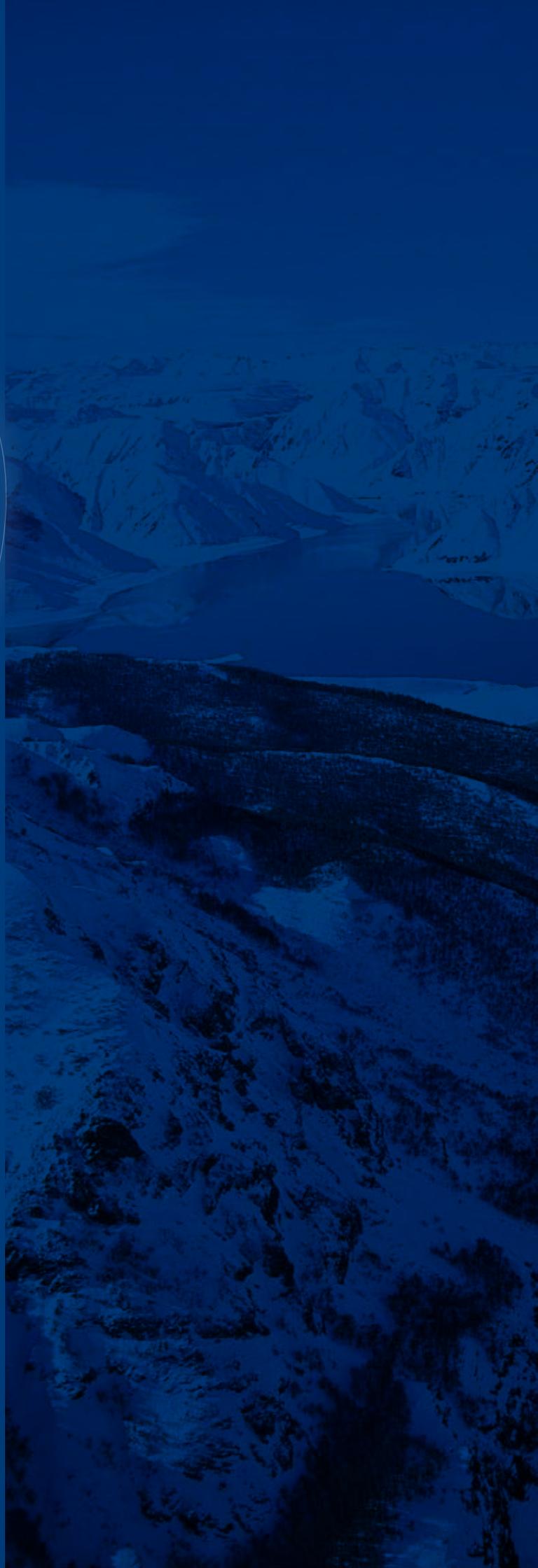
Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Tipo de interés	41.560.004	38.847.459
Tipo de cambio	3.602.591	539.575
Correlación	(310.050)	(2.695.024)
Total	44.852.545	36.692.010

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el ejercicio 2011 y 2010 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.



Marco
regulatorio de
la industria
eléctrica





1. Argentina

1.1. Estructura de la industria

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.

El sector de generación está organizado en una base competitiva, con generadores independientes que venden su producto en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a CAMMESA a través de transacciones especiales, como contratos, según las Resoluciones SE 220/2007 y 724/2008.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio y está compuesta por varias compañías a las que el Gobierno Federal les otorga concesiones. Un concesionario opera y mantiene las instalaciones del voltaje más alto y ocho concesionarios operan y mantienen las instalaciones de voltaje alto y medio, a los cuales las plantas generadoras, los sistemas de distribución y los grandes usuarios están conectados. Los sistemas de transmisión interconectados internacionales requieren de concesiones otorgadas por la Secretaría de Energía. Las compañías de transmisión están autorizadas para aplicar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución es un servicio público que 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 responsabilidad de que la electricidad esté disponible a los clientes finales dentro de su área de concesión específica, sin consideración a si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador. De acuerdo con esto, las compañías tienen tarifas reguladas y están sujetas a especificaciones de calidad de servicio. Las compañías de distribución pueden obtener la electricidad tanto del mercado spot del MEM, a los precios llamados precios estacionales", o en el mercado de largo plazo del MEM a través de contratos privados con generadores. El "precio estacional", definido por la Secretaría de Energía, es el máximo de los costos de la electricidad comprada por los distribuidores y traspasado a los clientes regulados.

Los clientes regulados son abastecidos por distribuidores a tarifas reguladas, a menos que tengan una capacidad de demanda mínima de 30 kW, en cuyo caso ellos pueden elegir contratar su

suministro directamente de generadores en el mercado spot del MEM, con lo que pasan a ser considerados "Grandes Clientes" que pueden negociar libremente sus precios con las compañías de generación. Hay un sistema interconectado, el SADI, y pequeños sistemas que proveen electricidad a áreas específicas.

1.2. Principales autoridades regulatorias

El Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Secretaría de Energía, es el principal responsable de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados de energía, preparar la planificación estratégica con respecto a la electricidad, hidrocarburos y otros combustibles, de promover políticas de competencia y eficiencia en la asignación de los recursos, conducir las acciones para aplicar las políticas sectoriales, orientar el proceso de adaptación de nuevos operadores de interés general, respetar la explotación racional de los recursos y la preservación del medioambiente.

El Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) lleva a cabo las medidas necesarias para alcanzar los objetivos de política nacional con respecto al suministro, transmisión y distribución de la electricidad. Sus principales objetivos son proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, promover la competitividad en la producción y estimular las inversiones que aseguren el suministro de largo plazo, promover el libre acceso, la no-discriminación y el uso generalizado de los servicios de transmisión y distribución, regular los servicios de transmisión y distribución para asegurar tarifas justas y razonables, estimular la inversión privada en la producción, transmisión y distribución, asegurando la competitividad de los mercados.

La Comisión Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) tiene como sus principales funciones la coordinación del despacho de las operaciones, la responsabilidad por el establecimiento de precios al por mayor y la administración de las transacciones que se hacen a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en forma económica.

El Consejo Federal de Electricidad tiene como sus principales funciones, las siguientes: i) administrar los fondos específicos para el sector electricidad, y ii) aconsejar a la autoridad ejecutiva nacional y a los gobiernos regionales en relación a la industria eléctrica, las prioridades en el desarrollo de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, y precios y tarifas en el sector electricidad. También tiene la función de recomendar las modificaciones que requiere la legislación referente a la industria eléctrica.



1.3. Ley eléctrica

La industria eléctrica argentina se desarrolló originalmente a través de empresas privadas. A partir de 1950 y como resultado de problemas de servicio, el gobierno intervino el sector y se inició un proceso de privatización. Se aprobó la Ley 15.336/60 para organizar el sector y establecer el marco legal federal para el inicio de obras mayores de transmisión y generación. Se crearon varias empresas estatales dentro de ese marco en orden a llevar a cabo varios proyectos hidroeléctricos y nucleares.

Con la crisis de suministro de 1989, empezando en 1990, se promulgaron las siguientes leyes: Ley 23.696 (Ley de Reforma del Estado), Ley 23.697 (Ley de Emergencia Económica) y Ley 24.065 (Ley Marco para la Electricidad).

El objetivo del cambio introducido fue esencialmente reemplazar el modelo basado en la integración vertical y monopolio estatal, centralmente planificado, por un sistema competitivo basado en mercado y planificación indicativa.

La ley 25.561, la Ley de Emergencia Pública, fue promulgada en 2002 para administrar la crisis pública que comenzó ese año. Forzó la renegociación de los contratos de servicio público (tales como los contratos de transmisión de electricidad y de concesiones de distribución) e impuso la conversión de las obligaciones denominadas en dólares a pesos argentinos, a la tasa fija de Ar\$1 por US\$1. La conversión obligada de las tarifas de transmisión y de distribución, de dólares a pesos argentinos a tasa fija, cuando la tasa de cambio de mercado era de aproximadamente Ar\$3 por US\$1, y las medidas regulatorias para limitar los precios spot y precios estacionales, dificultaron el traspaso de los costos variables de generación en las tarifas a los consumidores finales.

La Resolución SE 240/2003 cambió la forma de fijar los precios spot, desacoplando tales precios de los costos marginales de operación. Hasta esta resolución, los precios spot en el MEM eran típicamente fijados por las unidades operando con gas natural durante los periodos cálidos (desde septiembre hasta abril) y por las unidades operando con fuel/diesel en invierno (mayo a agosto). Después, debido a las restricciones en el suministro de gas natural, los precios en invierno fueron más altos y estaban relacionados a los precios de combustibles importados fijados en dólares. La Resolución SE 240/2003 procura evitar la indexación del precio fijo al dólar y, aunque el despacho de generación está aún basado en los combustibles efectivamente usados, el cálculo del precio spot según la resolución se define como si todas las unidades de generación no tuvieran las restricciones existentes en el suministro de gas natural. El valor del agua no es considerado si su costo de oportunidad es mayor que

el costo de generar con gas natural. La resolución también establece un límite sobre el precio spot de Ar\$120/MWh, el cual estaba válido aún durante 2011. Los costos variables reales de las unidades térmicas quemando combustibles líquidos fueron pagados por CAMMESA a través del Sobrecosto Transitorio de Despacho (STD) más un margen de Ar\$2,5/MWh, de acuerdo con las Notas SE 6.866, de 2009, y 6.169, de 2010, válido desde mayo de 2010 hasta diciembre de 2011.

En este escenario, CAMMESA vende energía a los distribuidores que pagan precios estacionales, y compra energía de los generadores a los precios spot, que reconoce precios de gas en incremento, a un precio contractual definido por las instrucciones de la Secretaría de Energía. Para superar este desbalance, la autoridad – a través de la Resolución SE 406/2003 – sólo permite pagos a los generadores por los montos cobrados de los compradores en el mercado spot. Esta resolución establece una prioridad de pagos para los diferentes servicios: pagos por potencia, costos de combustible y margen por las ventas de energía, entre otros. CAMMESA acumula deudas con los generadores, y el sistema da una señal de precios equivocada a los agentes, desalentando el ahorro en el consumo de electricidad y las inversiones para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica, incluyendo inversiones en la capacidad de transmisión.

Esta decisión de congelar las tarifas está siendo revertida gradualmente por el gobierno. Durante 2011, a través de diversas resoluciones, se autorizó el inicio formal de la eliminación de los subsidios en la electricidad y en el gas natural, afectando principalmente el capital fiscal aportado en esta materia.

Con el objeto de mejorar el suministro de energía, la secretaria de Energía creó diferentes esquemas para vender energía más confiable. La Resolución 1.281/2006 creó el Servicio de Energía Plus, que corresponde a la oferta de capacidad de energía nueva para abastecer el crecimiento de la demanda de electricidad, por sobre la "Demanda Base", que fue la demanda por electricidad en 2005.

El Gobierno federal ha adoptado diversas otras medidas para lograr nuevas inversiones, incluyendo las siguientes: licitaciones para expandir la capacidad de transporte de gas natural y transmisión eléctrica; la implementación de ciertos proyectos para la construcción de plantas de generación, la creación de fondos fiduciarios para financiar estas expansiones y la adjudicación de contratos de energía renovable, llamado "Programa GENREN". La Ley 26.095/2006 creó cargos específicos que deben ser pagados por los consumidores finales para financiar los nuevos proyectos de infraestructura de electricidad y gas. El Gobierno Federal

también ha promulgado algunas regulaciones para estimular el uso racional y eficiente de la electricidad.

El 25 de noviembre de 2010 la Secretaría de Energía suscribió un contrato con algunas compañías de generación, incluidas las subsidiarias de Endesa Chile, con el objeto de: i) incrementar la disponibilidad de unidades termoeléctricas, ii) aumentar los precios de capacidad y energía y iii) desarrollar nuevas unidades de generación a través de la contribución de las deudas pendientes que CAMMESA tenía con las empresas de generación.

Este acuerdo procura cumplir lo siguiente: i) avanzar con el proceso de adaptación del MEM; ii) permitir la incorporación de nueva generación para satisfacer la creciente demanda de energía y potencia en el MEM. Dentro de este acuerdo, las subsidiarias de Endesa Chile, junto con el Grupo SADESA y Duke, formaron la compañía para desarrollar un proyecto de ciclo combinado de aproximadamente 800 MW a través de la central térmica Vuelta de Obligado; iii) determinar un mecanismo para pagar a los generadores los acuerdos de ventas con fechas de vencimiento a ser determinadas, lo cual representa que los reclamos de los generadores que abarcan el periodo que va desde el 1 de enero de 2008 al 31 de diciembre de 2011, y iv) definir cómo reconocer la remuneración total debida a los generadores.

1.4. Regulación en empresas de generación

Todos los generadores que son agentes del MEM deben estar conectados al SIN 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. 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.

Las regulaciones de emergencia promulgadas después de la crisis de Argentina de 2001 tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas en virtud de las regulaciones de emergencia fue la pesificación de precios en el mercado mayorista de electricidad, conocido como el mercado spot, y el requerimiento de que todos los precios spot fueran calculados sobre la base del precio del gas natural, aun en circunstancias cuando se compra el combustible alternativo, como el diesel, para satisfacer la demanda debido a la dificultad de suministro de gas natural.

Además de los pagos de energía por la entrega efectiva a los precios prevalecientes en el mercado spot, los generadores recibirían compensaciones por la capacidad puesta a

disposición en el mercado spot, incluyendo la capacidad de reserva (para la escasez de capacidad del sistema) y servicios complementarios (tales como la regulación de frecuencia y control de voltaje).

El marco regulatorio que gobierna el pago por capacidad de generación, continuaba siendo el mismo que existía en 2002, con generadores que reciben compensación por la capacidad disponible a Ar\$12 por MW, hasta diciembre de 2010. El 25 de noviembre de 2010, la Secretaría de Energía suscribió un acuerdo con todos los generadores privados con el objeto de incrementar la capacidad instalada durante 2011. El acuerdo considera que el gobierno reconocerá Ar\$35 por MW – hrp por capacidad disponible en unidades mayores de 100 MW y Ar\$42 por MW – hrp en unidades con capacidad inferior a 100 MW, a los generadores que presentan proyectos para incrementar la capacidad y que pueden proveer capacidad con una adecuada disponibilidad, como se define en el acuerdo. Más aún, la remuneración para cubrir los costos de operación y mantenimiento también se incrementarán desde Ar\$7,96 por MWh a Ar\$11,96 por MWh para la generación con gas natural, y desde Ar\$12,96 por MWh a Ar\$20,96 por MWh, para generación con combustibles alternativos. Adicionalmente, todas las unidades hidroeléctricas con una capacidad instalada superior a 250 MW recibirán el 100% de sus ventas de energía en el mercado spot.

Los generadores también pueden suscribir contratos en el mercado a término para vender energía y potencia a distribuidores y grandes clientes. Los distribuidores están habilitados para comprar energía a través de acuerdos en el mercado a término en lugar de comprar energía en el mercado spot. Los contratos a término usualmente estipulan un precio basado en el precio spot más un margen.

Con el objeto de estabilizar los precios para las tarifas de distribución, el mercado tiene un precio estacional que es el precio de la energía pagada por distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Es un precio fijo determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía después que CAMMESA haya recomendado el precio estacional para el periodo siguiente de acuerdo a sus estimaciones de precios spot, el que está basado en su evaluación del suministro esperado, demanda y capacidad disponible, además de otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. Desde 2002 la Secretaría de Energía ha estado aprobando precios estacionales más bajos que los recomendados por CAMMESA.

A fines de 2011 el gobierno comenzó un proceso de reducción de los subsidios a las tarifas del gas, electricidad y agua en diferentes sectores, reflejándose principalmente como beneficio fiscal. Se han emitido varias resoluciones que establecen, entre otras cosas que i) se aprueba el programa

estacional noviembre 2011 – abril 2012, ii) se establece un nuevo precio estacional no subsidiado, que sube desde Ar\$243/MWh a Ar\$320/MWh, iii) las actividades económicas cubiertas por estos precios son informadas, iv) se crea un registro para manejar las excepciones, v) las nuevas tarifas deberían aplicarse a los consumos registrados desde el 1 de enero de 2012, y vi) se abre la opción de renunciar voluntariamente a los subsidios de electricidad, agua y gas, lo que puede hacerse a través de la web.

1.5. Regulación en empresas de distribución

Las distribuidoras son compañías que poseen una concesión para distribuir electricidad a los consumidores. Las 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, con términos específicos para el concesionario, como se establecen en el contrato. Los periodos de concesión están divididos en “periodos de administración” que permiten al concesionario abandonar la concesión cada cierto tiempo.

Las empresas de distribución y de transmisión han estado renegociando sus contratos desde 2005 y aunque las tarifas fueron establecidas parcial y temporalmente, las tarifas definitivas aún están pendientes.

Como resultado, aunque los conceptos que definen los precios de la energía establecidos en la Ley Eléctrica Argentina están aún en vigor, su implementación refleja las medidas adoptadas por las autoridades que reducen la compensación para todas las compañías eléctricas.

Durante 2006, la distribuidora Edesur, suscribió un “Convenio para la Renegociación del Contrato de Concesión.” Este acuerdo estableció, entre otras varias condiciones, un régimen tarifario transitorio, un régimen de calidad de servicio, y un Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE. Este establecería las condiciones de un nuevo régimen tarifario para un periodo de cinco años. En el marco del proceso RTI, Edesur presentó al ENRE su Propuesta Tarifaria en diciembre 2009, como también todos los estudios de respaldo, de acuerdo a los requerimientos establecidos por el regulador en la Res. ENRE 467/08. La mencionada presentación sólo incluía los requerimientos de ingresos, sin las proposiciones para las tarifas, las que fueron presentadas más tarde a ENRE, en mayo de 2010. Desde entonces, ENRE no ha definido nuevas tarifas, y mantiene en efecto el régimen tarifario transitorio.

La Resolución 045/2010 de la Secretaría de Energía determinó el pago de bonos a los clientes residenciales incluidos en el Programa para la Eficiencia Energética ("PUREE"), particularmente para aquellos cuya demanda es inferior a 1.000 kW cada dos meses. PUREE fue creado en el año 2004 estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorros de energía; la diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente depositadas en el Fondo de Estabilización, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, lo que fue autorizado por la Secretaría de Energía, para usar el 100 % de estos recursos para compensar las variaciones de costos que no eran transferidas a las tarifas pagadas por los clientes regulados. ENRE supervisa esta distribución de costos con un mecanismo llamado Mecanismo de Control de Costos, o MCC.

1.6. Regulación en transmisión

La transmisión fue diseñada sobre la base de la concepción general y principios establecidos en la Ley 24.065 para el negocio de transmisión, 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.

1.7. 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.

2. Brasil

2.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el sistema brasileiro, 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.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva con generadores independientes que venden su producción a través de contratos privados con distribuidores, comercializadores y clientes no regulados. Las diferencias son vendidas en el mercado de corto plazo o spot al Precio de Ajuste por las Diferencias, o PLD, en su acrónimo en portugués.

La Constitución brasileira fue enmendada en 1995 para autorizar inversiones extranjeras en capacidad de generación. Antes de ello, todas las concesiones de generación estaban en manos de personas brasileiras, entidades controladas por personas brasileiras o por el gobierno brasileiro.

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

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

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 Brasileiro (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.

2.2. Principales autoridades regulatorias

El Ministerio de Minas y Energía (MME), regula la industria eléctrica y su rol principal es establecer las políticas, lineamientos y regulaciones para el sector.

El Consejo Brasileño de Políticas Energéticas (CNPE), está a cargo de desarrollar la política eléctrica nacional.

La Empresa de Investigación de Energía (EPE) es una entidad del Ministerio de Minas y Energía. Su propósito es proveer servicios en el área de estudios e investigación para apoyar la planificación del sector energía.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es la entidad que implementa las políticas regulatorias, y sus principales responsabilidades incluyen, entre otros: (i) la supervisión de las concesiones de las actividades para la venta, generación, transmisión y distribución de electricidad; (ii) la promulgación de las regulaciones del sector eléctrico; (iii) la implementación y regulación de la explotación de recursos eléctricos, incluyendo el uso de la hidroelectricidad; (iv) promover el proceso de licitación para nuevas concesiones; (v) la resolución de conflictos administrativos entre los agentes del sector eléctrico; y (vi) la fijación de criterios y metodología para la determinación de tarifas de transmisión y distribución, así como la aprobación de las tarifas eléctricas, de manera que puedan proveer el servicio de acuerdo a normas de calidad y continuidad acordadas.

El Comité para el Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) es una entidad creada bajo el ámbito del Ministerio de Minas y Energía, con la tarea de evaluar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el país.

La Cámara de Comercialización de Electricidad (CCEE) es una compañía sin fines de lucro, sujeta a la autorización, inspección y regulación de la ANEEL, cuyo propósito principal es llevar a cabo las transacciones mayoristas y la comercialización de energía eléctrica en el sistema brasileño.

El Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS) está compuesto por las empresas de generación, transmisión y distribución, así como consumidores independientes, y es responsable de la coordinación y control de las operaciones de generación y transmisión del sistema brasileño.

2.3. Ley eléctrica

En el antiguo sector eléctrico brasileño, antes de 1993, las tarifas de la energía eran las mismas para todo Brasil. Los comercializadores tenían el derecho de un retorno garantizado porque el régimen regulatorio existente era el de costo de servicio. Las áreas de concesión que obtenían retornos más altos que el garantizado colocaban el excedente en un fondo desde el que los distribuidores con retornos menores que el garantizado retiraban las diferencias.

La Ley 8.987, Ley de Concesiones, y la Ley 9.074, del Sector Energía, ambas promulgadas en 1995, procuraron promover la competencia y atraer capitales privados al sector eléctrico. Desde entonces, diversos activos que eran de propiedad del Gobierno Federal brasileño o de gobiernos de los estados, han sido privatizados.

La Ley del Sector Energía también introdujo el concepto de productores de energía independientes, o IPP's, con el objeto de abrir el sector eléctrico a inversiones del sector privado.

Para valorizar las compras y ventas de energía eléctrica en el mercado de corto plazo, se usa el precio spot. De acuerdo a la ley, la CCEE es responsable de establecer los precios de la electricidad en el mercado spot.

Durante 2003 y 2004 el Gobierno Federal lanzó las bases de un nuevo modelo para el sector eléctrico brasileño basado en las leyes 10.847 y 10.848, del 15 de marzo de 2004, y el Decreto 5.163, del 30 de julio de 2004, cuyos principales objetivos fueron: (i) garantizar la seguridad de suministro de la electricidad, (ii) promover la razonabilidad de las tarifas, y (iii) promover la inserción social al sector eléctrico brasileño, particularmente a través de programas para hacer el servicio disponible a todos.

El modelo prevé una combinación de medidas que deben ser seguidas por los agentes, tales como la obligación de contratar toda la demanda de los distribuidores y de los clientes no regulados.

En términos de razonabilidad de las tarifas, el modelo prevé la compra de electricidad por parte de los distribuidores en un ambiente regulado a través de licitaciones en las que se observa el criterio de adjudicación según el mínimo costo, permitiendo una reducción en el costo de adquirir electricidad que debe ser traspasado a los clientes cautivos.

El nuevo modelo crea las condiciones para que los beneficios de la electricidad estén disponibles para los consumidores que no tienen aún este servicio y para garantizar un subsidio a los consumidores de bajos ingresos.

2.4. Regulación en empresas de generación

La Ley de Concesiones establece que, después de recibir una concesión, los IPP's, los auto-productores, proveedores y consumidores tendrán acceso a los sistemas de distribución y transmisión de propiedad de otros concesionarios, sujeto a que éstos deben ser reembolsados por sus costos, según lo determina la ANEEL.

Las empresas o consorcios que tengan la intención de construir u operar una instalación de generación eléctrica con una capacidad que exceda los 30 MW o redes de transmisión en Brasil, tienen que concurrir a un proceso de licitación pública.

Las concesiones están limitadas a 35 años para nuevas concesiones de generación y a 30 años para nuevas concesiones de transmisión o distribución. Las concesiones existentes pueden ser renovadas a discreción del gobierno brasileño por un periodo igual al periodo inicial.

Los Agentes Generadores, sean concesionarios públicos de generación, IPP's o auto-productores, así como los Agentes Comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de los ambientes de contratación regulados (ACR) o los ambientes de contratación libres (ACL), manteniendo la naturaleza competitiva de la generación, y todos los acuerdos, independientemente de haber sido suscritos en el ACR o en el ACL, son registrados en la 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 las regulaciones del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo con antelación a la fecha de expiración de los contratos en el ambiente

regulado vigentes. Las licitaciones para el ambiente regulado son denominadas de acuerdo al año de comienzo del suministro eléctrico adquirido por los agentes distribuidores después de la fecha de licitación, y son: i) Licitaciones A-5 para licitaciones por compras de energía de nuevas fuentes de generación a ser abastecidas cinco años después de la licitación; ii) Licitaciones A-3, para la adquisición de energía de nuevas fuentes de generación; iii) Licitaciones A-1, para la adquisición de energía de fuentes de generación existentes; y iv) Licitaciones de ajuste, para suplementar la carga de energía necesaria para los consumidores en el mercado de concesiones de distribución, con un límite del 1% de esa carga. También se llevan a cabo licitaciones de reserva para incrementar la seguridad del sistema.

En el proceso A-3, para el suministro de 2014, se asignaron 2.744,6 MW de nueva capacidad, a ser generada por 51 plantas. Del total contratado, 62%, es de fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica y biomasa) y el restante 38%, de combustibles fósiles (gas natural). Por otro lado, la licitación de energía de reserva asignó en agosto de 2011, 1.218,1 MW de plantas eólicas, térmicas y proyectos de biomasa, con un total de 41 unidades generadoras. Para el Nuevo proceso A-5 de energía, llevado a cabo en diciembre de 2011, se vendieron 42 proyectos con una capacidad de 1.211,5 MW.

Los generadores pueden vender su energía a otros generadores a través de negociaciones directas, en precios y condiciones libremente acordadas.

Otro cambio impuesto en el sector eléctrico es la separación de los procesos de licitación de "energía existente" y "proyectos de nueva energía". El gobierno cree que un proyecto de energía nueva necesita de condiciones contractuales más favorables tales como el plazo de los contratos de compra de energía (15 años para las plantas térmicas y 30 años para las plantas hidro) y ciertos niveles de precios para cada tecnología. Por otra parte, la energía existente, que incluye plantas depreciadas, puede ser vendida a menores precios y con contratos de plazos más cortos.

La Ley 10.438/2002 creó ciertos programas de incentivos para el uso de fuentes alternativas en la generación de electricidad (Proinfra). Ella asegura la compra de la electricidad generada por Electrobras por un periodo de 20 años, y el apoyo financiero del Banco Nacional de Desarrollo, o BNDES, un banco de desarrollo de propiedad del estado.

Los agentes de ventas son responsables de los pagos a los agentes de compra si ellos son incapaces de satisfacer sus obligaciones de entrega. Las regulaciones de ANEEL establecen multas aplicables a los agentes de venta de electricidad basada en la naturaleza y materialidad de

la violación (incluyendo advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y confiscación). ANEEL puede también imponer restricciones en los términos y condiciones de los acuerdos entre partes relacionadas y, bajo circunstancias extremas, dar por terminados esos contratos.

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.

Los agentes de generación pueden vender su producción de energía a través de contratos suscritos dentro del ACR o en el ACL. Los generadores del servicio público y los IPP's deben proveer una cobertura física de su propia generación de energía por el 100% de sus contratos de venta. Los auto-productores generan energía para su uso exclusivo y después de obtener la autorización de ANEEL, pueden vender el exceso de energía a través de contratos.

2.5. 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. Hay tres tipos de licitaciones reguladas: licitaciones de energía nueva, licitaciones de energía existente y licitaciones de ajuste. 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.

Las tarifas de distribución a clientes finales están sujetas a la revisión de la ANEEL, que tiene la autoridad para ajustar y revisar estas 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 los costos de las empresas de distribución en: (i) costos que están más allá del control del distribuidor ("Costos Parte A"), y (ii) costos que están bajo el control de distribuidor ("Costos Parte B"), los Costos Agregados de Distribución. Cada acuerdo de concesión de una empresa de distribución establece un ajuste anual de tarifas.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones a las tarifas a los consumidores finales: revisión tarifaria anual y revisiones ordinarias y extraordinarias.

La fijación de precios en las empresas de distribución apunta a mantener constantes los márgenes de operación de concesionario permitiendo ganancias tarifarias debido a los costos de la Parte A y permitiendo al concesionario retener cualquiera ganancia debido a la eficiencia alcanzada en determinados periodos de tiempo. Las tarifas a los clientes finales son ajustadas también de acuerdo a la variación de costos incurridos en la compra de electricidad.

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 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 Parte 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.

Actualmente el sector de distribución eléctrica se desarrolla a través de un nuevo marco regulatorio: la definición de una nueva metodología para el cálculo de las Revisiones Tarifarias Ordinarias (tercer ciclo de revisión). En noviembre de 2011 ANEEL aprobó la metodología de los procesos relativos a las reglas para el tercer ciclo de revisión tarifaria, efectiva entre 2011 y 2014. En la propuesta hay cambios significativos con respecto a la metodología previa:

- No se usa más la empresa modelo para la determinación de los costos de operación. Los valores definidos en el ciclo previo fueron ajustados por la variación en el número de consumidores, consumo y redes, descontando las ganancias de productividad alcanzada por los distribuidores;
- La tasa de retorno WACC fue reducida para reflejar el menor riesgo de invertir;
- Se expandió la distribución de otros ingresos con los clientes;

- Se adoptó una nueva metodología para estimar la distribución de las ganancias de productividad y para mantener el balance económico financiero sobre el ciclo de tarifas;
- Se introdujo un nuevo mecanismo de incentivos para mejorar la calidad de servicio.

El 15 de marzo de 2011 se aplicó un ajuste tarifario anual a Ampla con un incremento de 10,9% en los precios para todos los consumidores, y un 10,5% de incremento para los consumidores de bajo voltaje (casas, comercio y clientes rurales). Las tarifas fueron ajustadas primeramente en un 11,3% de incremento, que actualiza la Parte B de los costos, controlados por los distribuidores.

En 2011 debieron haber ocurrido revisiones tarifarias ordinarias para Coelce. Sin embargo, esas tarifas se mantuvieron sin cambio debido a la incertidumbre respecto de la nueva metodología, por lo que Coelce tendrá en abril de 2012 una revisión tarifaria retroactiva a abril de 2011, en adición al ajuste anual.

Tarifa Social para Electricidad – Nueva Regulación: la Resolución ANEEL 414/2010 modificó el régimen de Tarifa Social para los clientes de bajos ingresos que actualmente representa el 30 % y el 60 % de la base de clientes de Ampla y Coelce, respectivamente. La nueva regulación redujo el número de clientes de bajos ingresos en 70% y 30% para Ampla y Coelce, respectivamente, hasta noviembre de 2011, así como un efecto en la satisfacción del cliente y posibles incrementos en el robo de energía y atrasos en el pago de las facturas.

2.6. Regulación en transmisión

Las líneas de transmisión en Brasil son usualmente muy largas puesto que las plantas hidroeléctricas están ubicadas muy distantes de los grandes centros de consumo. Sólo los estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia y una parte de Pará no están aún vinculados al sistema interconectado. En estos estados, el suministro se lleva a cabo por pequeñas plantas térmicas o hidroeléctricas localizadas cerca de las respectivas ciudades capitales.

El sistema interconectado permite el intercambio de energía entre las diferentes regiones cuando una región enfrenta problemas de generación hidroeléctrica debido a una caída de los niveles de sus embalses.

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. Esta condición se llama acceso libre y está garantizada por la ley y 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.

2.7. 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.

3. Chile

3.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres 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. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, para efectos reguladores, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los sistemas principales que cubren las zonas más pobladas de Chile son el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, y el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que opera en el norte del país, donde se encuentra gran parte de la industria minera. Además del SIC y el SING, en el extremo sur de Chile operan dos sistemas eléctricos aislados que suministran energía a zonas remotas. La operación de empresas generadoras de electricidad está

coordinada por centros de despacho económicos de carga, comúnmente llamados "CDEC" (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales son entidades autónomas que están integrados por generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes importantes. Los CDEC coordinan la operación de sus sistemas como mercados eficientes en la venta de electricidad, en donde se utiliza el generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. En consecuencia, en cualquier nivel concreto de demanda, se proporcionará el suministro adecuado al costo de producción más bajo posible que exista en el sistema en cualquier momento dado.

3.2. Principales autoridades regulatorias

El Ministerio de Energía desarrolla y coordina los planes, políticas y normas para la adecuada operación del sector, aprueba las tarifas y los precios de nudo fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y regula el otorgamiento de concesiones para las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo técnico a cargo de la definición de los precios, estándares técnicos y exigencias regulatorias.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) monitorea la apropiada operación de los sectores de electricidad, gas y combustibles, de acuerdo con la ley, en términos de seguridad, calidad y estándares técnicos.

El Ministerio del Medioambiente es responsable por el desarrollo y la aplicación de los instrumentos y políticas regulatorias que permitan la protección de los recursos naturales, la promoción de la educación medioambiental y el control de la contaminación, entre otras materias. También es responsable de administrar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) a nivel nacional, coordinando la preparación de normas medioambientales y determinando los programas para su cumplimiento.

Las entidades antimonopolio son responsables de prevenir, investigar y corregir cualquier intento contra el mercado y la libre competencia, y cualquier potencial abuso en que pueden incurrir aquellos que tienen una posición monopólica. Estos organismos son los siguientes:

Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC). Es un organismo jurisdiccional independiente, sujeto a la autoridad correccional y económica de la Corte Suprema, cuya función es prevenir, corregir y sancionar las actuaciones contra la libre competencia.

La Fiscalía Nacional Económica es un ente administrativo responsable de investigar y perseguir toda conducta monopólica ante el TDLC y los tribunales ordinarios de justicia.

Además está el Panel de Expertos que actúa como un tribunal en materias eléctricas que surgen de diferencias entre los actores y la autoridad pública en ciertos procesos tarifarios. Resuelve de modo obligatorio y está conformado por expertos en materias de la industria eléctrica, cinco ingenieros o economistas y dos abogados, todos ellos elegidos cada seis años por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

También hay otras entidades relacionadas con el sector energía: la Comisión Chilena de Energía Nuclear, a cargo de la investigación, desarrollo, uso y control de la energía nuclear, y la Agencia Chilena de Eficiencia de la Energía, a cargo de la promoción de la eficiencia en la energía.

3.3. Ley eléctrica

Desde sus comienzos, la industria eléctrica chilena ha sido desarrollada por empresas del sector privado. Entre 1970-1973 se llevó a cabo una nacionalización de la industria. Durante 1982, el sector fue reorganizado a través de la Ley Eléctrica Chilena, o Decreto con Fuerza de Ley N°1 (DFL 1), permitiendo nuevamente la participación del capital privado en el sector eléctrico. Hacia fines de los años 90's empresas extranjeras llegaron a tener una participación mayoritaria en el sector eléctrico chileno.

El objetivo de la Ley Eléctrica Chilena es proporcionar incentivos para maximizar la eficiencia y proveer un régimen reglamentario simplificado y un proceso de fijación de tarifas que limite el rol discrecional del Estado estableciendo criterios objetivos para la fijación de precios. El resultado esperado es la eficiente asignación de recursos. El sistema regulatorio está diseñado para proporcionar una tasa de rentabilidad sobre las inversiones competitiva, con el objetivo de incentivar la inversión privada y, a la vez, asegurar la disponibilidad de electricidad para todos que lo requieran, de manera segura.

El DFL 1 ha tenido sólo dos cambios importantes. El primero ocurrió en 2004, y tuvo como objeto estimular la inversión en sistemas de transmisión. El segundo fue en 2005 y su objetivo fue crear un sistema de contratos de largo plazo entre empresas generadoras y distribuidoras a partir de procesos de licitaciones. Estos cambios fueron denominados como "Ley Corta" I y II, respectivamente.

El texto actual de la ley fue refundido en el DFL N° 4, de 2006, que está complementado por diversas reglamentaciones y normas.

3.4. 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 a las compañías distribuidoras, a clientes no regulados, otras compañías de generación y en el mercado spot.

La operación de las empresas generadoras en cada uno de los dos principales sistemas interconectados es coordinada por su respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, o CDEC, una entidad autónoma que reúne a los generadores, empresas de transmisión y grandes clientes. Un CDEC coordina la operación de su sistema con un criterio de eficiencia en el cual se utiliza al productor de menor costo marginal para satisfacer oportunamente la demanda en cualquier momento. Como consecuencia, 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.

3.5. Regulación en empresas de distribución

El segmento de distribución se define, para los objetivos 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.

Las empresas de distribución abastecen tanto a clientes regulados, cuya demanda es menor que 500 kW, 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.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda, como sigue: i) clientes no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 2.000 kW; ii) clientes regulados, cuya capacidad conectada es igual o inferior a 2.000 kW; y iii) clientes que optan ya sea por tener tarifas reguladas o un régimen no regulado, por un mínimo de cuatro años en cada régimen, disponible para quienes su capacidad conectada está en el rango de 500 kW a 2.000 kW.

3.6. 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 pueden establecer derechos de paso sobre la capacidad de transmisión disponible a través del pago de peajes.

Dado que los activos de transmisión se construyen conforme a las concesiones otorgadas por el gobierno, la ley requiere que una empresa opere en un "acceso abierto", en el cual los usuarios pueden obtener acceso al sistema, contribuyendo a los costos de explotación, mantenimiento y, si es necesario, a la expansión del sistema.

3.7. Regulación medioambiental

Chile tiene numerosas leyes, reglamentaciones, decretos y ordenanzas municipales que pueden plantear consideraciones ambientales. Entre ellas se cuentan las normativas relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en que pudieran afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

4. Colombia

4.1. Estructura de la industria

El Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia (MEM) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. Para su operación efectiva el MEM confía en una agencia central conocida como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASCI).

Hay dos categorías de agentes, generadores y comercializadores, a los que se les permite comprar y vender electricidad en el MEM.

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producto en el mercado spot o a través de contratos privados con grandes clientes. Las empresas de generación deben participar en el MEM con todas sus plantas de

generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades son iguales a 20 MW o superiores. Las empresas de generación declaran la energía disponible y el precio al que desean venderla. Esta electricidad es despachada centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND).

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, sea que esa actividad sea llevada a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

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); Energía Firme (máximo de energía eléctrica que un planta generadora es capaz de despachar en una base continua durante un año, en condiciones extremas de afluencia de agua).

El generador que adquiere un compromiso de Obligación de Energía Firme (OEF) recibirá una remuneración fija durante el periodo del compromiso del OEF, sea que el cumplimiento de esa obligación sea requerida o no. El precio por cada KWh hora del OEF corresponde al canje en la subasta por energía firme o Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía firme es requerida, que ocurre cuando el precio spot sobrepasa el Precio de Escasez, además del Cargo por Confiabilidad el generador también recibe el Precio de Escasez, por cada KWh asociado con su OEF. En caso que la energía generada sea mayor que la obligación especificada en el OEF, esta energía adicional es pagada o remunerada al Precio Spot.

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 Nacional de Transmisión (SNT). Este valor es distribuido entre los comercializadores del SNT en proporción a sus demandas de energía.

La distribución se define como la operación de las redes locales bajo 220 kV. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución para lo cual paga un cargo de conexión.

Hay un sistema interconectado, el sistema colombiano, y diversos sistemas aislados regionales y más pequeños que proveen energía a áreas específicas.

4.2. Principales autoridades regulatorias

El Ministro de Minas y Energía (MME) es responsable de elaborar las políticas del sector eléctrico en Colombia.

La Unidad de Planeación Minero Energético (UPME) está a cargo de planificar la expansión de la generación y de las redes de transmisión.

El Departamento Nacional de Planeación (DNP) desempeña las funciones del Secretariado Ejecutivo del CONPES y es, por lo tanto, la entidad responsable de la coordinación y presentación de la documentación para discusión en las reuniones.

El Consejo de Política Económica y Social (CONPES) es la máxima autoridad de planificación nacional y actúa como un ente asesor para el gobierno en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social de Colombia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementa los principios legales de la industria, establecidos en la Ley Eléctrica de Colombia.

El CREG tiene el poder para emitir la reglamentación que gobierna las operaciones técnicas y comerciales y establecer cargos sobre las actividades reguladas.

El Consejo Nacional de Operación (CNO) es responsable de establecer los estándares técnicos para facilitar la integración eficiente y la operación del sistema colombiano.

El Comité Asesor para la Comercialización (CAC) es un ente consultor que asiste al CREG con los aspectos comerciales del MEM.

La Superintendencia de Industria y Comercio investiga, corrige y sanciona prácticas de competencia comercial restrictivas, tales como comportamientos monopólicos.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es responsable de supervisar a todas las compañías de servicios de utilidad pública.



4.3. Ley eléctrica

En 1994 el Congreso colombiano aprobó reformas significativas que afectan a la industria de utilidad pública. Estas reformas están contenidas en la Ley 142, conocida como la Ley de Servicio Público Domiciliario (LSPD), y la Ley 143, que fueron el resultado de enmiendas constitucionales hechas en 1991. Ellas crearon un marco legal básico que gobierna el sector eléctrico en Colombia. Las reformas más significativas incluyen la apertura de la industria eléctrica a la participación del sector privado, la segregación funcional del sector eléctrico en cuatro actividades distintas, generación, transmisión, distribución y comercialización, la creación de un mercado mayorista de electricidad abierto y competitivo, la regulación de las actividades de transmisión y distribución como monopolios regulados, y la adopción de los principios de acceso universal aplicable a las redes de transmisión y distribución.

Cualquier compañía existente antes de 1994, sea esta doméstica o extranjera, puede desarrollar cualquiera de las actividades de generación comercialización, transmisión y distribución. Las empresas creadas después de esa fecha pueden involucrarse en sólo una de las actividades. La comercialización, sin embargo, puede combinarse ya sea con generación o distribución.

La participación de mercado para los generadores y comercializadores está limitada. El límite para los generadores es de 25% de la Energía Firme del sistema colombiano. La principal medición de participación de mercado usado por la CREG en generación es el porcentaje de Energía Firme que tiene un participante del mercado.

Adicionalmente, si la participación de una empresa de generación está en el rango de 25% a 30% del total de Potencia Firme de Colombia y un índice de concentración adecuado, tal empresa podría quedar sujeta al monitoreo del SSPD. Si la participación de una empresa de generación eléctrica excede el 30% de la Potencia Firme de Colombia, puede ser requerida de vender la electricidad que excede ese umbral.

Análogamente, un comercializador no puede tener más del 25% de la actividad de comercialización en el sistema colombiano. Las limitaciones para los comercializadores tienen en cuenta las ventas internacionales de energía. La participación de mercado es calculada en una base mensual de acuerdo a la demanda comercial de la empresa y, cuando ese límite es excedido, los comercializadores tienen hasta seis meses para reducir su participación de mercado.

Tales límites son aplicados a los grupos económicos, incluyendo las compañías que son controladas o están bajo el control común de otra compañía. Adicionalmente, los generadores no pueden tener más del 25% de interés en un distribuidor y viceversa. Sin embargo, esta limitación sólo aplica a compañías individuales y no inhibe la propiedad cruzada de compañías del mismo grupo corporativo.

Una compañía de distribución puede tener hasta el 25% del patrimonio de una compañía integrada si la participación de mercado de la última compañía es inferior al 2% del negocio de generación nacional. Una compañía creada antes de la promulgación de la Ley 143 tiene prohibida la fusión con otra compañía creada después que la Ley 143 entrara en vigencia.

Un generador, distribuidor, comercializador o una compañía integrada, no puede poseer más del 15% del patrimonio de una compañía de transmisión si la última representa más del 2% del negocio de transmisión nacional, en términos de ingresos.

4.4. Regulación en empresas de generación

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por las Leyes 142 y 143, de 1994.

De acuerdo con la Ley 143 de 1994, diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector, cuyos agentes 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.

No se prevé que el Estado colombiano pueda participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación. Como norma general, el desarrollo de tales proyectos es hecho por el sector privado. La nación sólo está autorizada para suscribir acuerdos de concesión relacionados con la generación cuando no existe una entidad preparada para asumir estas actividades en condiciones comparables.

El mercado mayorista facilita la venta del exceso de energía que no ha sido comprometido bajo contratos. En el mercado mayorista se establece el precio spot, calculado cada hora para todas las unidades despachadas, basado en el precio ofrecido por la unidad de precio de energía más alto para ese periodo. El CND recibe cada día las ofertas de precios de todos los generadores participantes del mercado mayorista. Estas ofertas indican precios y la capacidad disponible para cada hora en el día siguiente. Basado en esta información,

el CND, guiado por el principio de despacho óptimo (que supone una capacidad infinita de transmisión en la red), establece el despacho optimizado para el periodo de 24 horas, teniendo en cuenta las condiciones iniciales de operación, determinando qué generadores serán despachados el día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todos los generadores es fijado como el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho óptimo.

Adicionalmente, el CND planifica el despacho, que toma en cuenta las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y eficiente, desde el punto de vista del costo. Las diferencias de costo entre el 'despacho planificado' y el 'despacho óptimo' son llamadas "costos de restricción". El valor neto de tales costos de restricción es asignado proporcionalmente a todos los comercializadores del sistema colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos con traspasados a los clientes finales.

Los generadores conectados al sistema colombiano pueden también recibir "pagos por confiabilidad" que son el resultado de una OEF que ellos proveen al sistema. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la capacitan para producir energía firme en periodos de escasez. El generador que adquiere un OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no. Para recibir el pago por confiabilidad, los generadores deben haber participado en una licitación de energía firme declarando y certificando esa energía firme. Hasta noviembre de 2012, el periodo de transición, el suministro de energía firme para fines de confiabilidad será asignado proporcionalmente a la energía firme declarada por cada generador. Después del periodo de transición, la energía firme adicional requerida por el sistema será adjudicada a través de licitaciones.

4.5. Regulación en empresas de distribución

Los distribuidores, u operadores de redes, son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de redes eléctricas bajo los 220 kV. Cualquier usuario tiene acceso a la red de distribución pagando un cargo por conexión.

Los cargos de distribución son fijados por la CREG a cada compañía, basado en el costo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital así como los costos operacionales y de mantenimiento, que dependen del nivel de voltaje.

La metodología para remunerar el negocio de distribución fue definida por la CREG en 2008. El costo de capital promedio ponderado (WACC), fue fijado en 13,9%, antes de impuestos, para los activos operando por sobre 57,5 kW, y en 13 %, antes de impuestos, para los activos operando bajo ese umbral. La CREG también definió una nueva metodología para el cálculo de los cargos de distribución, definiendo un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía. Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables hasta 2013. Los cargos son fijados para un periodo de cinco años, y son actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios.

En diciembre de 2011 CREG definió un mecanismo de cobertura de tal manera que los comercializadores ahora tienen que garantizar a los distribuidores el pago de las tarifas del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Distribución Local (SDL).

4.6. Regulación en transmisión

Las empresas de transmisión que operan a 220 kV a lo menos constituyen el Sistema de Transmisión Nacional, o 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.

CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. El ingreso es determinado por el valor nuevo de reemplazo 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.

4.7. Regulación en la comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado 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.

Esta comercialización para clientes regulados está sujeta a un "régimen de libertad regulada" en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo dadas por la CREG, y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización.

La fórmula para las tarifas de comercialización entró en vigencia el 1° de febrero de 2008. Los principales cambios en esta fórmula son el establecimiento de un cargo mensual fijo y la introducción de un cargo por costos de reducción de pérdidas de energía no técnicas en los cargos de comercialización. Adicionalmente, la CREG permite a los comercializadores en el mercado regulado elegir opciones tarifarias para administrar sus incrementos de tarifas.

Con el objeto de mejorar la formación del precio mayorista, CREG está diseñando un nuevo esquema de adquisición de energía, basado en licitaciones de largo plazo; CREG tiene este tema en su agenda para 2012. En mayo de 2009 se creó la empresa Derivex para incorporar un mercado de derivados de energía, iniciando operaciones en octubre de 2010.

En diciembre de 2011 CREG emitió el Código de Menudeo que incluye normas específicas para mejorar las relaciones de los comercializadores con los otros agentes del mercado. Establece, entre otras cosas, nuevas regulaciones acerca de la medición de la energía, pérdidas no técnicas, relación de los comercializadores con el mercado eléctrico mayorista y riesgo crediticio de los comercializadores.

El comercializador de energía es responsable de cargar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los agentes de la industria. Las tarifas aplicadas a los usuarios regulados son definidas por una fórmula establecida por CREG. Adicionalmente, los costos finales del servicio están afectados por subsidios o contribuciones que son aplicados de acuerdo al nivel socio económico de cada usuario.

Otro factor que afecta la tarifa final es el Área de Distribución (ADD), que establece una sola tarifa para las empresas de distribución de zonas geográficas adyacentes.

4.8. 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.

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

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental, creando el Ministerio de Medioambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Medioambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda).

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada a regular aspectos relacionados con las emisiones de las plantas, políticas hidro (incluyendo descargas de agua y organización de cuencas) y licencias medioambientales y penalidades.

5. Perú

5.1. Estructura de la industria

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.

Existe un sistema interconectado, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y diversos sistemas aislados regionales de menor envergadura que suministran electricidad en áreas específicas.

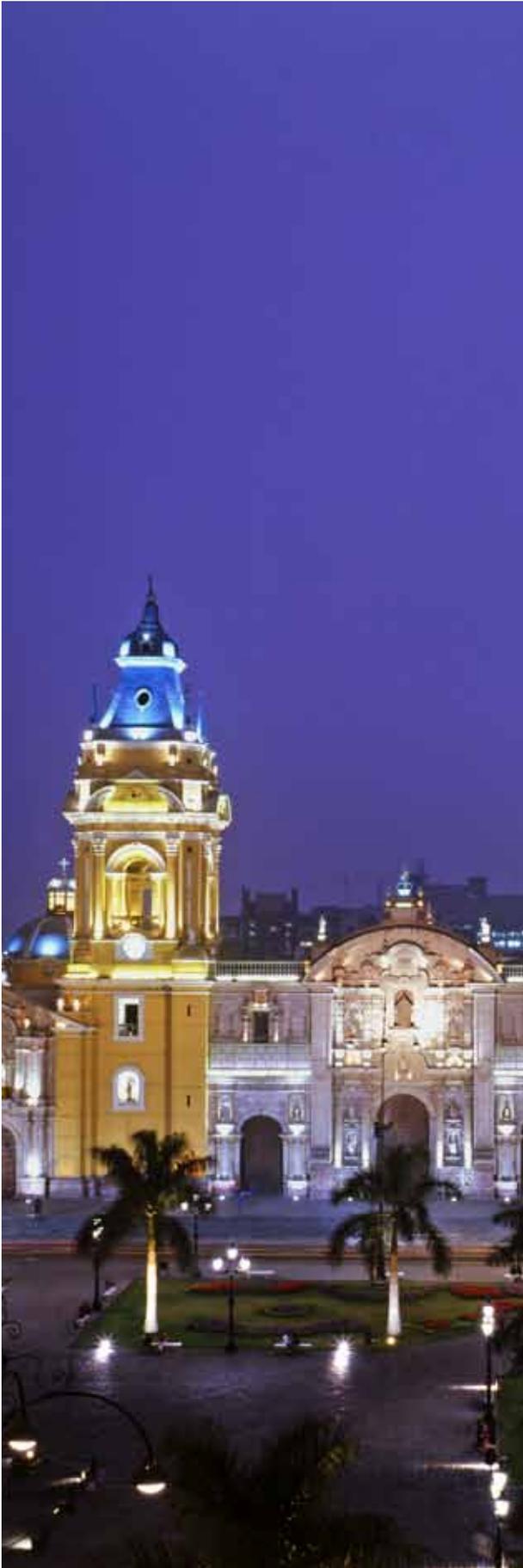
5.2. Principales autoridades regulatorias

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a toda la nación, regula las materias medioambientales aplicables al sector energía y vigila el otorgamiento, supervisión, vencimiento y terminación de licencias, autorizaciones y concesiones.

El Organismo Supervisor para la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin) es una entidad regulatoria pública y autónoma que controla y hace cumplir las regulaciones relacionadas con las actividades relacionadas con la electricidad y los hidrocarburos, y es responsable por la preservación del medioambiente en relación con el desarrollo de esas actividades.

El Comité de la Operación Económica del Sistema (COES-SINAC) coordina las operaciones a mínimo costo de corto, mediano y largo plazo del SEIN.

Otras entidades que participan en el sector son: Dirección General de Electricidad (DGE), Agencia para la Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (Indecopi) y el Ministerio del Medioambiente (MINAM).



5.3. Ley eléctrica

El marco legal general aplicable a la industria eléctrica en Perú está formado por: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25.844/1992) y sus reglamentos, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832/2006), el Reglamento Técnico sobre la calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo 020/1997), el Reglamento para la Exportación e Importación de Electricidad (Decreto Supremo 049/2005), la Ley Anti-monopolio para el Sector Eléctrico (Ley 26.876/1997), y la ley que regula la actividad del Ente Supervisor de las Inversiones en Energía y Minas (Ley 26.734/1996), junto con la Ley 27.699/2002).

A partir de la promulgación de la Ley de Concesiones para la Electricidad, la integración vertical está restringida, y así, las actividades de generación, transmisión y distribución deben ser desarrolladas por diferentes empresas. La Ley Antimonopolio para el Sector Eléctrico regula los casos en los que la integración vertical u horizontal es permitida.

Aquellas empresas eléctricas que tienen más del 5% de una compañía de otro segmento, sea pre-existente o como resultado de un proceso de fusión o integración, debe tener necesariamente una autorización. Por otra parte, también se requiere una autorización para la integración horizontal de actividades de generación, transmisión y distribución, que resulte en una participación de mercado de 15% o más, de cualquier segmento de negocios, sea antes o como resultado de una operación.

5.4. 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 una concesión otorgada por el MINEM. Una concesión para la actividad de generación eléctrica es un acuerdo entre el generador y el MINEM, mientras que una autorización es sólo un permiso otorgado unilateralmente por la misma autoridad pública. Las autorizaciones son otorgadas por el MINEM por un periodo de tiempo ilimitado, aunque su expiración está sujeta a las mismas consideraciones y requerimientos que el término de una concesión bajo los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, y sus reglamentos relacionados.

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-SINAC. 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.

Las ventas a los distribuidores pueden ser 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 del método bilateral permitido por la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley 28.832 ha establecido también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados o no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía.

5.5. Regulación en empresas de distribución

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica estableció un régimen de licitaciones para la adquisición de energía y potencia por parte de los distribuidores a través de un mecanismo que determina los precios durante la vida de un contrato. La aprobación de este mecanismo es importante para los generadores porque establece un mecanismo para determinar un precio durante la vida del contrato, que no es fijado por el regulador.

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 licitaciones públicas. 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 los cuales son fijados por el Osinergmin anualmente. Dentro de estos contratos, es el precio máximo de electricidad adquirida por las distribuidoras al que éstas pueden transferirla a cliente regulados.

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 calculadas como un promedio ponderado de los resultados del estudio contratado por Osinergmin y el estudio de las empresas, teniendo el estudio de Osinergmin una ponderación igual al doble que la del estudio de las empresas. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que ellas proporcionan una tasa interna de retorno promedio anual entre el 8% y el 16% sobre el costo de reemplazo de los activos de distribución relacionados con la electricidad.

El último proceso de fijación de tarifas se desarrolló en noviembre de 2009 y ellas estarán vigentes hasta noviembre de 2013.

5.6. Regulación en transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: principal, que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional; y secundaria, 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, así como también ingresos de tarifas variables y tarifas de conexión por kW. Las líneas del sistema secundario y complementario están disponibles para todas las generadoras, pero se utilizan únicamente para ciertos clientes que son responsables de efectuar los pagos en relación con el uso del sistema.



5.7. 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 energías renovables no convencionales (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 (menor a 20 MW).

En agosto de 2011 se realizó la segunda licitación de ERNC, de 1.300 GWh por año, de los cuales se adjudicaron 473 GWh a tres proyectos, de un total de 21 iniciativas propuestas. También durante 2011 se aplican otras regulaciones que establecen incentivos tributarios incluyendo i) depreciación acelerada de los activos para el propósito de impuesto a la renta, y ii) recuperación anticipada del impuesto a las ventas. A su vez, se aprobó la Ley 29.764 que extiende estos beneficios tributarios hasta 2020.

Descripción
del negocio
eléctrico por
país







1. 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 14.831,92 MW a diciembre de 2011 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 56.921 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 64.840 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 58% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, el 41% 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.



2. Transmisión de electricidad

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

3. Distribución de electricidad

Nuestro negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Endesa Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2011, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 69.552 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a unos 13,7 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.

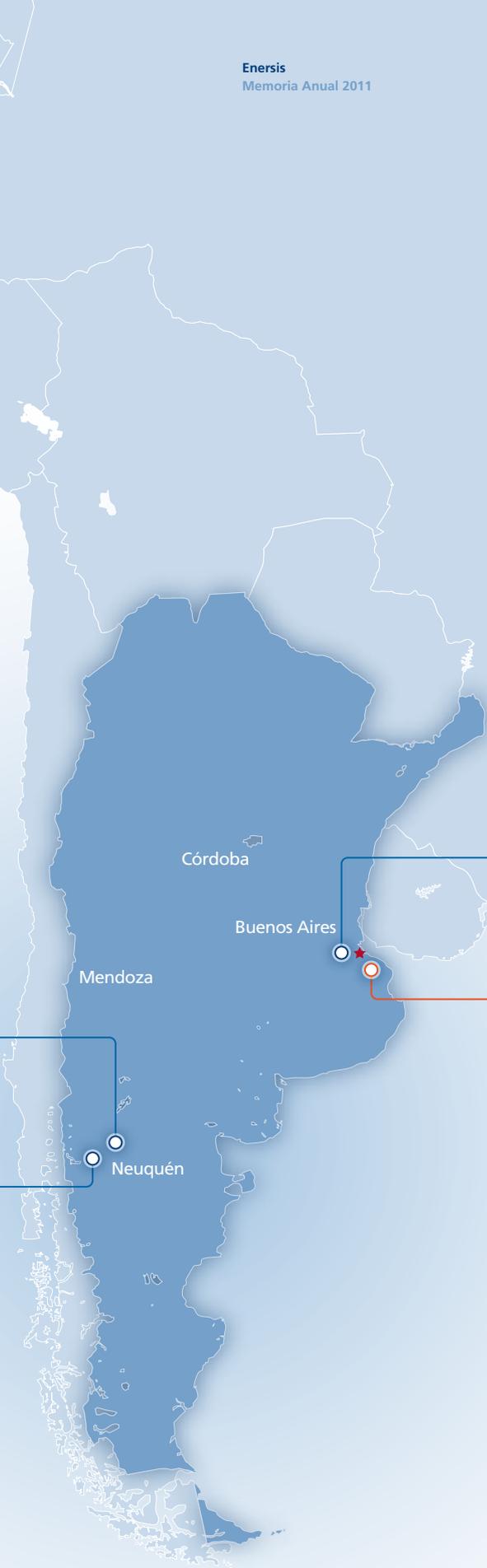
 **Generación**
 **Transmisión**
 **Distribución**

Central Arroyito 
Tipo **Hidroeléctrica**
Potencia Instalada **128 MW**

Central El Chocón 
Tipo **Hidroeléctrica**
Potencia Instalada **1.200 MW**

Central Costanera 
Tipo **Termoeléctrica**
Potencia Instalada **2.324 MW**

Edesur 
Ventas de Energía **17.233 GWh**
Clientes **2,3 millones**
Pérdida de Energía **10,5%**



4. Argentina

4.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Argentina a través de Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, en las cuales controla, directa e indirectamente, un 41,8% y 39,2% de la propiedad, respectivamente.

Estas empresas poseen en conjunto cinco centrales, sumando 3.652 MW. Dicha potencia representó a 2011 el 12% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica del Grupo Enersis llegó a 10.801 GWh, el 8,9% del total generado en dicho país, representando la producción hidroeléctrica un 22,3%. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 11.381GWh, un 9,8% del total vendido.

Endesa Costanera y 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 (FONINVEMEM), con un 5,326% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Durante el 2010 se habilitó para la operación comercial el ciclo completo de las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano y Termoeléctrica José de San Martín.

La operación en ciclo combinado determinó la entrada en vigencia del Contrato para la Operación y Gestión del Mantenimiento de las centrales y el Contrato de Abastecimiento, por lo cual, las empresas que participan en el FONINVEMEM, entre ellas, Endesa Costanera y el Chocón, comenzaron a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto a través del contrato por 10 años de venta de su producción al MEM administrado por CAMMESA, habiéndose cobrado al 31 de diciembre de 2011 las cuotas de acuerdo a lo previsto.

Con relación al acuerdo formalizado, el 25 de noviembre de 2010, entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, entre ellas Costanera y Chocón, es de mencionar que las compañías junto con los generadores participantes del nuevo proyecto de generación, presentaron la documentación pertinente a la Secretaría de Energía. El proyecto denominado Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), contempla la instalación de un ciclo combinado del orden de 800 MW.

En el mes de mayo de 2011, se procedió a la constitución de la Sociedad Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. y a la firma del contrato de fideicomiso necesario para el proyecto.

Luego de su aprobación por las autoridades, se trabajó durante el año en las especificaciones técnicas y se llamó a licitación internacional encontrándose actualmente en la etapa de evaluación y homologación de las mismas.

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

4.1.1. Endesa 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 2011, la generación neta fue de 8.397 GWh y las ventas totales alcanzaron 8.493 GWh. Durante 2011, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento del 5,1% respecto de 2010.

La disponibilidad de gas del sistema se redujo respecto al 2010, básicamente por mayores cortes en el periodo invernal, registrándose una alta generación con combustibles líquidos alternativos para abastecer el creciente despacho térmico.

En el transcurso de 2011, continuaron vigentes los cambios en las normas que regulan al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el mecanismo existente para la fijación de los precios horarios de la energía, el tope de los mismos en 120 \$/MWh y las restricciones de gas natural, con la consecuente utilización de combustibles líquidos alternativos, más caros y menos eficientes, así como también la acumulación de acreencias de los generadores por retrasos en los pagos de la energía vendida al MEM.

El aspecto operativo durante 2011, se caracterizó por un elevado despacho de todas las unidades de Endesa Costanera, como consecuencia de la mayor disponibilidad de sus unidades generadoras, en especial de las unidades turbo vapor.

Las tareas más importantes en mantenimiento se centraron fundamentalmente en la conclusión del Plan Invierno -iniciado en septiembre 2010 y concluido en mayo 2011- y en el Mantenimiento Mayor del Ciclo Combinado II.

Durante 2011, en materia financiera se continuó con la estrategia adoptada ya en ejercicios anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para satisfacer las necesidades

de caja operativas, en esa línea se logró refinanciar la mayor parte de los vencimientos de deuda de corto plazo.

En el ámbito comercial, una nueva política de integración de la gestión comercial implementada en las empresas del Grupo, a través de una reestructuración de procesos, contempló la reasignación de tareas y alcanzó la optimización de los procesos comerciales. En dicho contexto, la compañía ha realizado un importante esfuerzo para mantener, e incluso incrementar, el nivel de contratación en el mercado a término (MAT). Dentro de la nueva estrategia comercial se incluyeron diferentes acciones y modalidades de contratación con los clientes, tendientes satisfacer por un lado los requerimientos de los mismos y por otro, a mejorar los flujos de caja de la empresa.

La aplicación 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", formalizado por los generadores con la Secretaría de Energía en noviembre de 2010, con el objeto de continuar con el proceso de recomposición del MEM; contribuyó a la mejora de los resultados operacionales, por mayores ingresos por la potencia puesta a disposición y los incrementos de los valores máximos reconocidos para la remuneración por operación y mantenimiento.

En relación al "Contrato de compromiso de disponibilidad de equipamiento en el mercado eléctrico mayorista", firmado el 13 de diciembre de 2010 con CAMMESA, el cual permitirá obtener los recursos necesarios para mejorar la confiabilidad y disponibilidad del equipamiento turbo vapor de la central, durante 2011, se continuaron las gestiones para avanzar en la implementación del contrato de Fideicomiso ante los organismos y autoridades involucrados en el Proyecto, Secretaría de Energía, CAMMESA y Nación Fideicomisos S.A.

Adicionalmente en el aspecto técnico, se trabajó en la elaboración del pliego de licitación de las obras, denominada de Etapa II, el cual fue aprobado por la Secretaría de Energía. Posteriormente se inició el proceso licitatorio, el cual se viene desarrollando dentro del cronograma establecido.

4.1.2. Hidroeléctrica El Chocón

Hidroeléctrica El Chocón S.A. ("HECSA") es una compañía de generación 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 y La Pampa. El Chocón se encuentra sobre el río Limay, a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 km aguas abajo.

Durante 2011, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá se vieron sustancialmente reducidos a partir de mayo, configurando una situación de año seco en dichas cuencas, 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 consolidar las reservas energéticas del Comahue.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2011 la generación neta del Complejo El Chocón-Arroyito fue de 2.404 GWh, alcanzando la cota del embalse los 380,05 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue fue de 6.819 GWh, de los cuales 2.586 GWh corresponden a ser producidos en el Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria.

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en el 2011 del Complejo El Chocón-Arroyito fue de 95,76% habiéndose cumplido en forma satisfactoria el mantenimiento mayor de las unidades N° 1 y 6 de la Central El Chocón, además de la instalación del sistema anti incendio y del sistema de monitoreo de vibraciones en la Unidad N° 2 de la Central El Chocón, así como también, todas las tareas programadas de mantenimiento rutinario sobre los equipos e instalaciones de ambas Centrales.

En el aspecto comercial, se continuó con la estrategia definida oportunamente focalizada en asegurar la sustentabilidad económica y financiera de la sociedad, centrando el accionar en diversificar la cartera de clientes mediante la comercialización en mercados alternativos al spot y priorizando relaciones rentables de largo plazo con clientes de probada solidez.

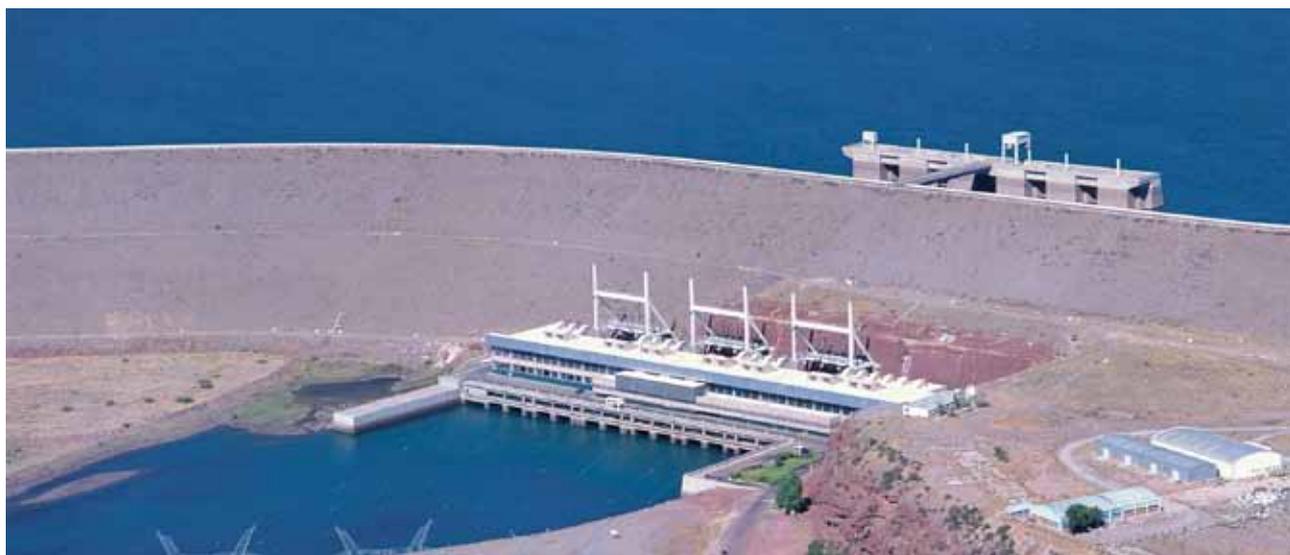


Como resultado de la gestión realizada se continuó afianzando la participación en el mercado de contratos a término con respaldo físico, alcanzando el 98% de nuestra capacidad contractable con Grandes Usuarios, más del 50% en contratos de largo plazo con clientes de primera línea. En el transcurso del año se vendió al mercado spot 1.480 GWh y al de contratos 1.408 GWh.

En el ámbito de las finanzas, y continuando con el objetivo de obtener financiamiento de largo plazo en moneda local, en agosto de 2011, la sociedad accedió a un nuevo Préstamo Sindicado por la suma de \$100 millones a un plazo de tres años y medio, amortizable en cinco cuotas semestrales y consecutivas, a partir del primer año y medio de su formalización, devengando una tasa Badlar Privada Corregida más un spread de 5,1%. Con dicha facilidad fueron cancelados todos los vencimientos de deuda de corto plazo en moneda local y se precancelaron anticipadamente los vencimientos de deuda del mes de diciembre de 2011. Adicionalmente, HECSA refinanció sus vencimientos de deuda del 2011 por un total de US\$40 millones, con Deutsche Bank AG y Standard Bank PLC, lo que le permitió extender su perfil de vencimientos a cuatro años de plazo.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar son: i) Completar la instalación del Sistema de Protección fijo contra Incendio en los 6 Generadores de la Central El Chocón, ii) Completar la instalación de los equipos de Monitoreo "On Line" de vibraciones, de última generación, en turbinas de El Chocón, iii) Completar la renovación de Baterías Alcalinas de 110 Vcc de la Central Arroyito y iv) Iniciar la modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque de las Unidades de Central El Chocón.

Asimismo, se prevé ejecutar las mejoras del Proyecto de "Actualización Tecnológica del Sistema de Telecomando del Dique Compensador Arroyito", Etapa 3, el cual fue aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación. El citado proyecto permitirá, entre otras cosas, prescindir de la presencia permanente del operador en la Central Arroyito y su traslado a la Central El Chocón.



4.2. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, el 65,4% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 19%.

Otras distribuidoras del sistema eléctrico argentino son: Empresa Jujena 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).

4.2.1. 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 km², 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 2011, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.388.605 clientes, un 1,5% más que el año anterior. Del total, 87,4% son clientes residenciales, 11,2% comerciales, 1,0% industriales y 0,4% otros usuarios.

Las ventas de energía ascendieron a 17.233 GWh, cifra que representó un aumento de 2,8% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 42,0% al sector residencial, 25,6% al segmento comercial, 7,9% al sector industrial y 24,6% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 10,5% durante 2011.





Coelce 

Ventas de Energía	8.970 GWh
Clientes	3,2 millones
Pérdida de Energía	11,9%

Central Fortaleza 

Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	322 MW

C. Cachoeira Dourada 

Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	665 MW

CIEN 

Capacidad Instalada	2.100 MW
---------------------	----------

Ampla 

Ventas de Energía	10.223 GWh
Clientes	2,6 millones
Pérdida de Energía	19,7%

Manaus

Belén

Brasilia

Goiana

Río de Janeiro

Sao Paulo

5. Brasil

5.1. Generación eléctrica

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

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 987 MW, representando cerca del 1% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Brasil alcanzó los 4.155 GWh, 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 75% del total generado por el Grupo Enersis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 6.828 GWh, un 2% del total vendido en el sistema.

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

5.1.1. Endesa Cachoeira

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

La generación neta durante 2011 fue de 3.121 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.986 GWh.

5.1.2. Endesa 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 8,2 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario

del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2011 fue de 1.033 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.842 GWh.

5.2. 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 54,3% de la propiedad.

5.2.1. Endesa CIEN

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Endesa CIEN mantiene control de 99,99% 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. Por intermedio de la Resolución N°1.173 del 28 de junio de 2011, ANEEL homologó la RAP en valor de R\$265 millones, para el periodo del 1° de julio de 2011 a 30 de junio de 2012. El periodo de revisión de la RAP es anual, ocurriendo siempre en el mes de junio de cada año. Cada cuatro años la Compañía pasará por revisión de las bases para cálculo y homologación de una nueva RAP.



5.3. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución a través de Endesa Brasil y sus filiales Ampla y Coelce. Enersis posee directa e indirectamente el 70,2% y 35,2% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

La participación de mercado de nuestras filiales en Brasil, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 5,4%.

En Brasil, las distribuidoras que componen el sistema eléctrico totalizan 64 compañías, entre ellas: CPFL, Brasileña de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

5.3.1. Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en cerca del 70% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.613 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios, de los cuales, destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2011, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.643.510 clientes, un 3% más que en 2010. Del total, 90,2% corresponden a clientes residenciales, 6,4% a comerciales, 0,2% a clientes industriales y 3,2% a otros usuarios.

La compañía distribuyó 10.223 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento aproximado de 3% respecto a 2010. Del total de energía distribuida, un 38,2% correspondió a usuarios residenciales, 18,2% a comerciales, 11,5% a clientes industriales y 32,1% a otros usuarios.

Las pérdidas de energía disminuyeron respecto a 2010 en 0,2 puntos porcentuales, pasando de 12,1% a 11,9%.



5.3.2. Coelce

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

Al cierre de 2011, los clientes de Coelce alcanzaron a 3.224.378, lo que representó un aumento del 4,2% respecto del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. Del total, 73,2% correspondió al segmento residencial, 5,1% al sector comercial, 0,2% al segmento industrial y 21,5% a otros clientes.

La energía distribuida alcanzó los 8.970 GWh, lo que significó un crecimiento de 1,4% respecto del volumen. Del total distribuido, un 34% fue a clientes residenciales, 19% a usuarios comerciales, 14% a clientes industriales y 33% a otros clientes.



Central Tarapacá 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **182 MW**

Central Atacama 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **781 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 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **128 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**

C. Diego de Almagro 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **24 MW**

Central San Isidro I y II 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **778 MW**

Chilectra 

Ventas de Energía **13.697 GWh**

Clientes **1,6 millones**

Pérdida de Energía **5,5%**

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 

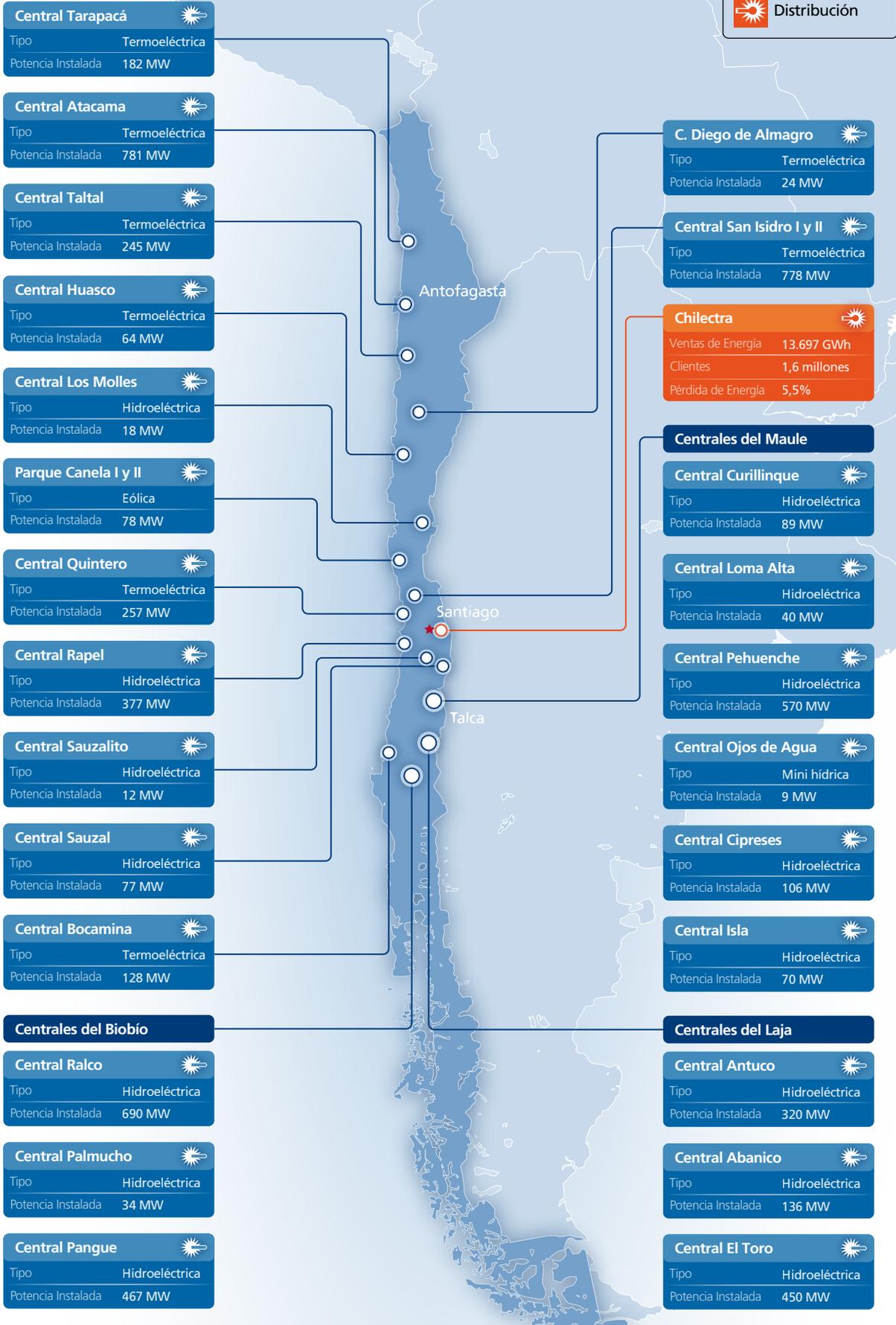
Tipo **Hidroeléctrica**

Potencia Instalada **136 MW**

Central El Toro 

Tipo **Hidroeléctrica**

Potencia Instalada **450 MW**



6. Chile

6.1. 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 poseen y operan un total de veintiocho centrales generadoras, dieciséis de las cuales son hidroeléctricas, diez térmicas y dos parques eólicos, sumando, con ello, una potencia instalada total de 5.611 MW, representando el 32% de la capacidad de Chile.

La generación de electricidad del Grupo Enersis en Chile alcanzó los 20.722 GWh en 2011, siendo un 58% hidroeléctrica, monto que representó un 36% del total producido por la compañía en la región. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 22.070 GWh, equivalente a un 34% del total vendido por el Grupo en América Latina.

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

6.1.1. Endesa Chile

Endesa Chile suministra electricidad a las principales distribuidoras, a las grandes empresas industriales no reguladas (principalmente de los sectores de la minería, la celulosa y la siderurgia) y a otras generadoras mediante el mercado spot.

Los contratos de suministro más importantes que posee la compañía con clientes regulados corresponden a los suscritos con Chilectra y CGE, dos de las distribuidoras más grandes de Chile.

Con el objetivo de mantener su posición de líder en la industria y un nivel de compromisos que permita maximizar sus utilidades y acotar la variabilidad de su margen operacional, Endesa Chile suscribió nuevos contratos de suministro eléctrico para potenciar su cartera de clientes.

Durante 2011 se firmaron nuevos contratos con los clientes libres Cementos Bio Bio (para sus plantas Teno y Talcahuano), MASISA (para su planta Cabrero) y con CGE Distribución (para el abastecimiento a sus clientes libres). La potencia contratada con ellos alcanzó los 90 MW y sus vigencias se extienden -en promedio- por cinco años.

Asimismo, Endesa Chile se adjudicó contratos de suministro eléctrico de largo plazo en los procesos de licitación de las empresas distribuidoras Chilquinta Energía (350 GWh/año) y Chilectra (1.350 GWh/año) para el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, realizadas en marzo de 2011. El inicio del suministro eléctrico de estos contratos será en 2013 y 2014 respectivamente.

Por otro lado, Endesa Chile continuó con su política de intensificación de sus relaciones comerciales con sus clientes, realizando una serie de actividades que permitieron afianzarlas. En el marco del Plan de Servicio Integral al Cliente, en noviembre de 2011, se realizó la visita de los clientes a la Central Pehuenche y al Centro de Control de Generación. En agosto se efectuaron los seminarios con clientes en La Serena, Concepción y Copiapó. En septiembre se efectuó el seminario con clientes en la ciudad de Valdivia.

De acuerdo a los resultados de la VII Encuesta de Calidad de Servicio, el Índice de Satisfacción al Cliente alcanzó el 81%, lo que califica a la cartera como "Satisfecha". Las áreas mejor evaluadas fueron staff comercial, canales de comunicación y proceso de facturación.

El 29 de julio de 2011 se realizó el lanzamiento de la Extranet para Grandes Clientes de Endesa Chile y filiales, y durante agosto comenzó su proceso de marcha blanca con la totalidad de los clientes de Endesa Chile y filiales. Esta herramienta se constituye en un medio de comunicación moderno entre la compañía y sus clientes y es un canal eficaz de entrega de información.

Por otra parte, en el contexto de las acciones conducentes a mejorar la disponibilidad de insumos para generación y de obtener reducciones de costos, se efectuó lo siguiente:

- En el ámbito de la operación de corto plazo se logró de disponer de gas natural adicional proveniente de terceros que en ocasiones permitieron operar económicamente a la Central Quintero y a la Central Taltal, con importantes ahorros de costo de producción.
- En el contexto de la contribución de la compañía al entorno que rodea sus centrales generadoras, durante 2011 la compañía realizó compras de carbón procedentes de pirquineros en la zona carbonífera de la Región del Biobío, por un total de 15.000 toneladas.

Dentro de las acciones que Endesa Chile ha realizado para contribuir a enfrentar las limitaciones de operación que presenta el sistema de transmisión, cabe señalar que en marzo de 2011, entró en servicio el proyecto "STATCOM". Esta iniciativa fue concebida e impulsada por Endesa Chile y desarrollada por Transelec, con el objetivo de aumentar la capacidad del sistema de transmisión Ancoa - Alto Jahuel - Polpaico 500 kV en 280 MW, sin construir



nuevas líneas de transmisión, lo que permitirá transportar una mayor cantidad de energía hidráulica desde sus centrales ubicadas en el sur y con ello, incrementar la seguridad de suministro y acceder a mejores precios para la energía producida.

6.1.2. Pehuenche

Opera en la Región del Maule y posee 3 centrales hidráulicas de embalse (Curillinque, Pehuenche y Loma Alta), totalizando una capacidad instalada de 699 MW. La central Curillinque se alimenta de manera indirecta de la Laguna del Maule y La Invernada. Asimismo, Loma Alta aprovecha las aguas del río Colorado, mientras que Pehuenche se alimenta de las fuentes ya mencionadas, del embalse Melado y otros afluentes menores.

Enersis posee, directa e indirectamente, un 55,6% de la propiedad. Durante 2011, la generación neta de energía alcanzó los 2.983,2 GWh, mientras que las ventas de energía acumularon 3.195,7 GWh.

6.1.3. Pangue

Se ubica en la Región del Biobío, a 100 km al oriente de Los Angeles. Su capacidad instalada de 467 MW es hidráulica de embalse y utiliza las aguas del río Biobío. Enersis posee el 57,0% de la propiedad. En 2011, la generación neta de energía de Pangue fue de 1.713 GWh y las ventas de energía alcanzaron los 1.798 GWh.

6.1.4. San Isidro y San Isidro 2

Se ubica en la Región de Valparaíso, a 8 km de Quillota. Es un ciclo combinado con tecnología dual, lo que le permite utilizar gas natural y fuel oil para generar. Tiene una capacidad instalada total de 778 MW (San Isidro de 379 MW y San Isidro 2 de 399 MW). Enersis posee un 60% de la propiedad. Durante 2011, la generación neta como las ventas de energía de San Isidro fue de 2.459,9 GWh.

6.1.5. Celta

Sus dos unidades generadoras se ubican en la Región de Tarapacá, a 65 km al sur de Iquique. Su capacidad instalada es de 182 MW usando una tecnología térmica de vapor-gas, utilizando carbón y petróleo como combustible para generar. Enersis posee el 60% de la propiedad. Durante 2011, la generación neta de energía de Celta fue de 908,3 GWh y las ventas de energía sumaron 983 GWh.

6.1.6. Canela y Canela II

Se ubica en la Región de Coquimbo, a 80 km al norte de la ciudad de Los Vilos. Posee una capacidad instalada de 78 MW y fue el primer parque eólico del SIC. Enersis posee un 45% de la propiedad. Se estima que la operación del Parque Eólico Canela sustituye anualmente la emisión de hasta aproximadamente 110,9 mil toneladas de CO₂ al año.



6.2. Proyectos en construcción

6.2.1. Bocamina II

El proyecto Bocamina II, ubicado en el sector Lo Rojas en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, contempla la construcción de una central térmica a carbón de 370 MW, contigua a la actual central Bocamina I, utilizando como combustible carbón pulverizado bituminoso. La central se conectará al Sistema Interconectado Central mediante un enlace con la S/E Lagunillas que está en desarrollo por la compañía Transelec.

Como consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010, que afectó severamente a esta región, el proyecto Bocamina II, en plena fase de construcción, postergó su fecha de puesta en servicio. La severidad del sismo implicó problemas en algunos frentes de la obra y la necesidad de realizar una inspección acuciosa para evaluar los impactos, principalmente en la caldera, el puente grúa del edificio de turbina y en las obras del sifón.

Durante los últimos meses de 2011, se produjeron manifestaciones sociales en el entorno de Bocamina II, generando, entre otros eventos, el bloqueo al acceso de la obra y daños en instalaciones. Endesa Chile intensificó sus gestiones con la autoridad para obtener resguardo policial en forma permanente y de esta manera, garantizar el normal desarrollo de la construcción de Bocamina II, situación que se produjo desde mediados de diciembre de 2011. En lo referente a los trabajos de conexión al sistema de transmisión, el 2 de diciembre finalizó el tendido del último tramo (Lagunillas – Hualpén) de 1,7 km. Se estima que la puesta en operación comercial de Bocamina II se verá desplazada para junio de 2012.

6.3. Proyectos en estudio

6.3.1. Central Hidroeléctrica Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores se emplazará en la Región del Maule, Provincia de Talca, Comuna de San Clemente. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 150 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 560 GWh, que aprovecharía las aguas del embalse Laguna del Maule mediante una aducción de 12 km de longitud. La central se conectaría al SIC mediante un enlace de doble circuito en 220 kV entre la Central Los Cóndores y la S/E Ancoa, con una longitud de 90 km, aproximadamente.



Durante el segundo semestre de 2011 se completó la ingeniería básica y la elaboración de los documentos de licitación.

En noviembre de 2011, el proyecto de la central generadora obtuvo la aprobación de su Resolución de Calificación Ambiental (RCA). Por su parte, la línea de transmisión está en proceso de evaluación ambiental por parte de la autoridad, encontrándose en elaboración la Adenda N°3 para responder el Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones y/o Rectificaciones (ICSARA) N°3 emitido en diciembre de 2011.

6.3.2. Central Hidroeléctrica Neltume

El proyecto Neltume se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 1.880 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC mediante una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV, que se ha dividido en dos tramos. El primero de ellos entre la central Neltume y Pullinque y el segundo entre Pullinque y Loncoche. La longitud total de la línea de transmisión es de 100 km, aproximadamente.

El proyecto de la central generadora se encuentra en etapa de ingeniería básica y en proceso de evaluación ambiental por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región. Durante 2011, se han elaborado estudios complementarios para dar respuesta al ICSARA N°2 emitido por el SEA en septiembre de 2011.

El proyecto de la Línea de transmisión en su primer tramo Neltume-Pullinque, se encuentra en tramitación ambiental. Durante 2011 se completaron estudios y se dio respuesta al ICSARA N°1, se recibió en septiembre el ICSARA N°2 por parte del SEA, sobre el cual se avanzó en la preparación de las respuestas.

Para el segundo tramo de la línea entre Pullinque y Loncoche, durante 2011 se avanzó en el levantamiento de la línea base e inicio de la preparación del EIA, así como en la ingeniería básica del proyecto.

6.3.3. Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, a 15 km al sur de esta localidad. Prevé la construcción de una central termoeléctrica que utilizará como combustible principal carbón subbituminoso. Contará con dos bloques de potencia instalada de 370 MW cada uno. La central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo mediante un sistema de transmisión de doble circuito en 220 kV y 40 km de longitud aproximada.

El proyecto de generación se encuentra en etapa de factibilidad y se están desarrollando estudios en terreno. Se continúa con la tramitación del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto, presentado en febrero de 2009. A diciembre de 2011, se avanzaba en la elaboración de respuestas al ICSARA N°3, cuya entrega está prevista para marzo de 2012.



El proyecto del sistema de transmisión asociado se encuentra en etapa de elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) durante 2011 y de factibilidad, aspectos sobre los cuales se trabajó durante 2011.

6.4. Proyectos de asociadas

6.4.1. HidroAysén

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene el 51% del capital social y Colbún el 49% restante, se encuentra desarrollando un proyecto de construcción y operación de cinco centrales hidroeléctricas en los ríos Baker y Pascua, en la Región de Aysén, que suman un total de 2.750 MW, el cual se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece de energía eléctrica a más del 90% de la población del país.

El proyecto HidroAysén es la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya desarrollado en Chile, debido a su significativo aporte a la matriz energética nacional, a los montos de inversión involucrados y a su excepcional eficiencia a nivel mundial.

Las centrales tendrán una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale al 32% del consumo de Chile durante el 2011. La superficie total de los embalses -considerando las cinco centrales- será de sólo 5.910 hectáreas, equivalentes al 0,05% de la Región de Aysén.

Durante el primer trimestre de 2011, HidroAysén implementó una campaña informativa cuyo principal objetivo fue dar a conocer el proyecto a todo el país y, a partir de la difusión de las ventajas de la hidroelectricidad, hacer un aporte concreto al debate acerca de la necesidad que tiene Chile de potenciar su desarrollo energético para enfrentar las demandas asociadas a su desarrollo socioeconómico, a través de la entrega a la ciudadanía de conceptos relevantes sobre el desarrollo de una energía renovable, limpia y chilena.

El 9 de mayo se obtuvo la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable para el proyecto de generación, lo que puso fin a un exhaustivo proceso de evaluación que se prolongó durante casi tres años, el mayor y más profundo que haya enfrentado un proyecto en Chile.

Luego de la aprobación por parte de la CEA (Comisión de Evaluación Ambiental) de Aysén al EIA del proyecto, grupos opositores a HidroAysén presentaron siete recursos de protección, que buscaban impedir la aprobación ambiental de la iniciativa, los cuales fueron fallados a favor de la empresa en la Corte de Apelaciones de Coyhaique y luego en su similar

de Puerto Montt. Dichos recursos fueron posteriormente apelados y serán resueltos por la Corte Suprema el 2012. Asimismo, se espera la resolución del Comité de Ministros del Medio Ambiente en relación a las reclamaciones a la RCA interpuestas por opositores y por la propia HidroAysén.

Posteriormente a ello, la empresa, a través de su filial Aysén Transmisión, se focalizó en dar continuidad a los estudios técnicos y ambientales de su línea de transmisión, que inyectará la energía al SIC, y en comunicar proactivamente, de manera voluntaria y anticipada a su ingreso formal al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), las características del trazado a las comunidades de la Región de Aysén. El eje fundamental de esta acción fue el diálogo y la conversación directa con las comunidades de las regiones de Aysén y Los Lagos, donde se pudo escuchar y responder sus dudas, inquietudes y planteamientos, culminando exitosamente esta etapa del proceso en diciembre de 2011.

La ciudadanía pudo conocer que -con un tendido aéreo de 710 kilómetros y 160 kilómetros de cable submarino, a través de 2 regiones-, la energía será conducida hasta el SIC de manera segura, con un acotado impacto social, ambiental y visual.

De hecho, en un esfuerzo especial por alejar al máximo el tendido de la Carretera Austral, sólo un 20 % de la línea será visible desde la ruta, evitando además intervenir monumentos naturales, ciudades y pueblos, y reforestando el equivalente al total de la superficie de bosque intervenida por la iniciativa.

El proyecto HidroAysén propone mejoras sustantivas en la conectividad de la región, a través del mejoramiento de 187 kilómetros de carretera y la adición de 50 kilómetros de caminos nuevos, sumados a la construcción de un nuevo puerto en Río Yungay y un relleno sanitario en las cercanías de Cochrane. Asimismo, y gracias a los programas de capacitación implementados, al menos un 20% de la mano de obra requerida durante el periodo de construcción -que no será inferior a 10 años- será de la Región de Aysén, fomentando de esta manera el desarrollo y la competitividad de proveedores locales.

6.5. Distribución eléctrica

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 de mercado de nuestras filiales en Chile, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 19,5%.

Según los reglamentos tarifarios de Chile que rigen las actividades de las distribuidoras eléctricas, el área de servicio de Chilectra se define como una zona de alta densidad e incluye todos los clientes residenciales, comerciales, industriales, estatales y aquellos que pagan peajes, entre otros. La Región Metropolitana constituye el área de mayor densidad poblacional de Chile y cuenta con la más alta concentración de actividades empresariales, parques industriales e instalaciones comerciales del país.

Existen numerosas compañías distribuidoras de energía eléctrica que participan en el sistema eléctrico chileno. Algunas de ellas son: Empresa Eléctrica de Arica, Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad, Empresa Eléctrica de la Frontera y Luz Andes Limitada, entre otras.

6.6.1. 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 2.118 km², incluyendo las áreas comprendidas por sus filiales, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

La compañía entregó servicio de energía eléctrica a 1.637.977 clientes, un 1,76% más que en 2010. Del total, 89,8% corresponden a clientes residenciales, 7,7% a comerciales, 0,7% a industriales y 1,8% a otros. Asimismo, durante 2011, Chilectra vendió 13.697 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 4,6% respecto a 2010.

Chilectra compró energía por un total de 14.488 GWh durante 2011 a varias generadoras del país entre las que destacan: Endesa Chile, AES Gener, Colbún y otros proveedores.

Durante el ejercicio, Chilectra registró pérdidas de energía de 5,5%, una de las más bajas de Latinoamérica. 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 se realizó en noviembre de 2008.

Durante 2010, el consultor KEMA Inc. elaboró y entregó a la CNE el estudio para la determinación del valor anual del sistema de subtransmisión SIC-3. Con fecha 13 de mayo de 2011, la CNE aprobó mediante Resolución N° 250 el "Informe



Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014". Con fecha 3 de Junio de 2011, Chilectra presentó sus discrepancias ante el Panel de Expertos. Dichas discrepancias fueron expuestas en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel emitió su dictamen el 8 de agosto.

Actualmente, la CNE se encuentra elaborando un informe técnico definitivo, que recoge lo dictaminado por el Panel, en base al cual el Ministerio de Energía publicará un nuevo decreto de tarifas de subtransmisión.

Con fecha 29 de junio de 2011, Chilectra entregó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus instalaciones de distribución. El 30 de septiembre, y en cumplimiento a lo estipulado en la Ley, la SEC fija el VNR.

El 8 de noviembre, Chilectra presenta sus discrepancias al Panel de Expertos. La audiencia pública de dichas discrepancias se realizó el 21 de noviembre.

Con fecha 30 de diciembre de 2011, el Panel de Expertos evacúa el Dictamen N°13-2011 donde se resuelven las discrepancias presentadas por Chilectra.

Con este hito, se da inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el periodo noviembre de 2012-noviembre de 2016.

El 17 de febrero de 2011 se publicó en el Diario Oficial el Decreto N°26/2011 que formula medidas para evitar, reducir y administrar déficit de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC). Dentro de las medidas que instruye, destaca la disminución del nivel de tensión en las redes de distribución. Este decreto tendría una vigencia desde su publicación hasta el 31 de agosto, fecha que finalmente se extendió hasta el día 30 de abril del 2012 mediante la publicación del Decreto N°58.

Con fecha 29 de noviembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) dio a conocer los resultados del Ranking General de Calidad de Servicio 2011. Al respecto, Chilectra se ubicó en el primer lugar en índices de calidad de suministro entre las empresas distribuidoras con más de 200 mil clientes.



Central Termozipa 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **236 MW**

Central Cartagena 

Tipo **Termoeléctrica**

Potencia Instalada **208 MW**

Central La Tinta 

Tipo **Hidroeléctrica**

Potencia Instalada **20 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 San Antonio 

Tipo **Hidroeléctrica**

Potencia Instalada **20 MW**

Central La Junca 

Tipo **Hidroeléctrica**

Potencia Instalada **20 MW**

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**

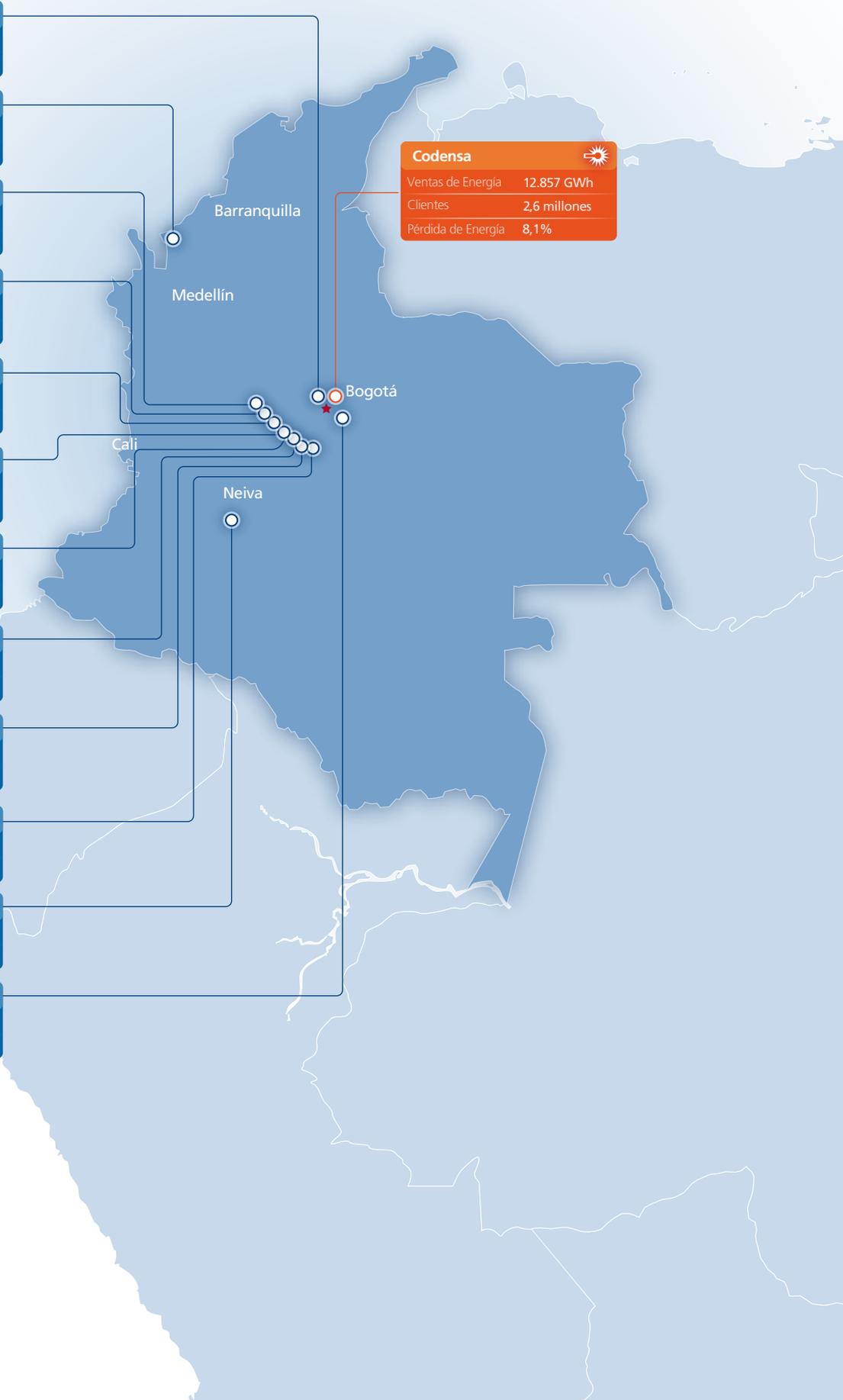
Potencia Instalada **1.213 MW**

Codensa 

Ventas de Energía **12.857 GWh**

Clientes **2,6 millones**

Pérdida de Energía **8,1%**



7. Colombia

7.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Emgesa, en la cual controla, indirectamente, el 16,1% de la propiedad.

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2011 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.

7.1.1. 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 once centrales que totalizan una potencia de 2.914 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las once centrales existentes, nueve son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 12.091 GWh representando un 7,2% más que la energía generada el año anterior. Las ventas totales alcanzaron 15.112 GWh, un aumento de 2% respecto de lo registrado el 2010.

El ejercicio 2011 se caracterizó por el impacto en los resultados del alza en el impuesto al patrimonio, registrándose el 1° de enero de 2011 el monto total a pagarse por este concepto durante el periodo 2011-2014, incluyendo una sobretasa del 25%; con lo que el tributo pasó de una tasa efectiva del 4,8% al 6,0% sobre el patrimonio líquido al 1° de enero de 2011.

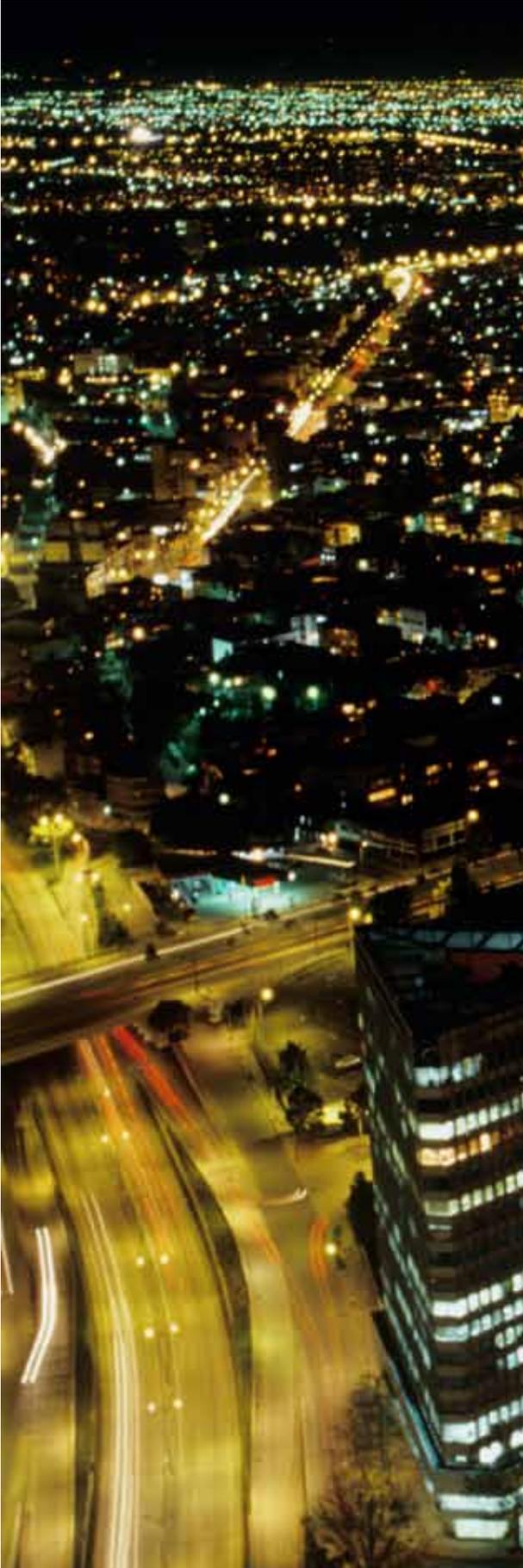
7.2. Proyectos en construcción

7.2.1. Central Hidroeléctrica El Quimbo

El proyecto El Quimbo se emplazará al sur del departamento del Huila, al sureste de Colombia y se alimentará principalmente del caudal del río Magdalena. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación entre diciembre de 2014 y noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa, y asignó una obligación de suministro de energía de hasta 1.650 GWh/año. El plazo del contrato es de 20 años a partir de diciembre de 2014.

El 24 de febrero de 2011, se realizó la ceremonia de puesta de la primera piedra del proyecto, con participación del Presidente de la República de Colombia, directivos de Endesa S.A. y Enersis, autoridades nacionales, departamentales y municipales. El 27 de mayo de 2011 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) aprobó, por medio de la Resolución 0971, la modificación de la licencia ambiental, autorizando a Emgesa la construcción de la vía por la margen izquierda y la utilización de nuevas fuentes de materiales y depósito. El 30 de septiembre de 2011, el Consorcio Impregilo OHL, contratista de las obras civiles, logró el encuentro de los frentes de excavación subterránea por Ventana 1 y Ventana 2, a nivel de bóveda. El 18 de noviembre de 2011 se entregó al Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) el estudio complementario de vulnerabilidad según resolución 0025. Por su parte, el hito de desvío del río Magdalena se estima que se materializará en el transcurso del primer trimestre de 2012.



7.3. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Codensa, en la cual posee, directa e indirectamente, el 21,7% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Colombia, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 24%. En Colombia, existen otras 31 distribuidoras que participan en el sistema eléctrico, entre las que se encuentran: EEP Medellín, Empresa Distribuidora del Pacífico y Electricadora del Caribe.



7.3.1. Codensa

Distribuye y comercializa energía eléctrica en Bogotá y 103 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima, en un área de 14.087 km².

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 2.616.909 clientes, un 2,8% más que el año anterior. Del total, 88,5% corresponden a clientes residenciales, 9,7% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

Las ventas de energía alcanzaron 12.857 GWh, lo que representó un aumento de 2,7% respecto a 2010. Esta se distribuyó en 35,1% al sector residencial, 16,2% al segmento comercial, 7% al sector industrial y 41,7% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró una disminución desde 8,5% a 8,1%. 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.

La participación de mercado de nuestras filiales en Colombia, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 16,2%.

Como parte del proceso de revisión de tarifas, el que se realiza cada cinco años, durante agosto de 2008, mediante la resolución 093, la CREG publicó la tasa de retorno que aplica en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, la que se fijó en 13% para los activos de subtransmisión y 13,9% para los activos de Media y Baja Tensión. En octubre de 2009, la CREG expidió la resolución N°100 fijando los cargos de distribución de Codensa para el periodo 2009-2013. Dicha resolución determinó una disminución del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 4,2%.



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 129 MW

Central Huampani 
 Tipo Hidroeléctrica
 Potencia Instalada 30 MW

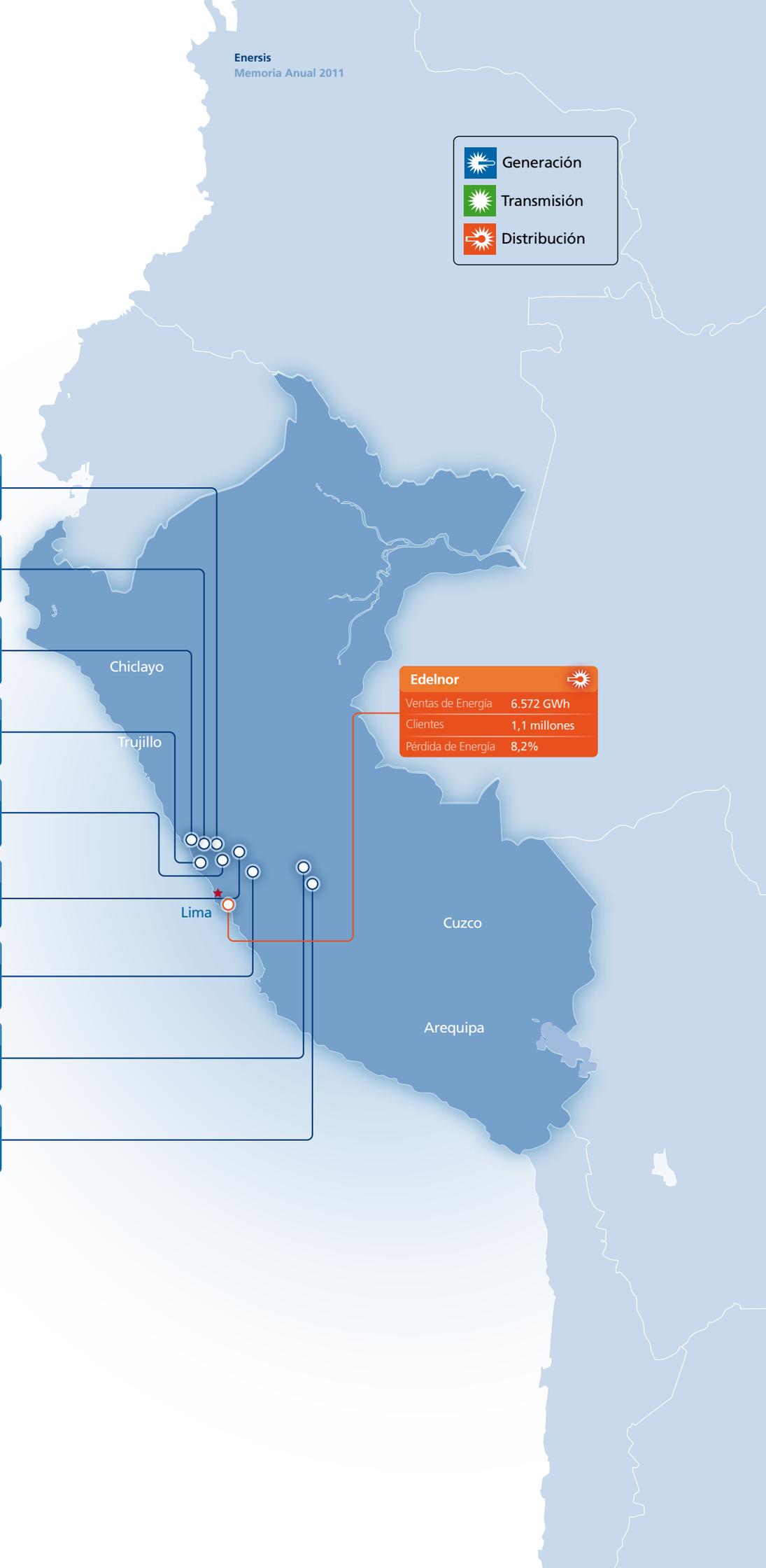
Central Santa Rosa 
 Tipo Termoeléctrica
 Potencia Instalada 429 MW

Central Ventanilla 
 Tipo Termoeléctrica
 Potencia Instalada 493 MW

Central Yanango 
 Tipo Hidroeléctrica
 Potencia Instalada 43 MW

Central Chimay 
 Tipo Hidroeléctrica
 Potencia Instalada 151 MW

Edelnor 
 Ventas de Energía 6.572 GWh
 Clientes 1,1 millones
 Pérdida de Energía 8,2%



8. Perú

8.1. 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 37% de la propiedad.

Edegel posee una potencia instalada de 1.668 MW, cifra que representó el 26% de la capacidad instalada de Perú, la cual totaliza 6.416 MW. En términos de generación de energía, el Grupo Enersis alcanzó un 26% del total generado en ese país.

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

8.1.1. 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 1.668 MW. Las plantas térmicas utilizan gas natural como combustible principal y diesel como combustible alternativo.

La generación neta de Edegel totalizó 9.153 GWh, superior en un 8,1% respecto al 2010 y las ventas físicas alcanzaron los 9.450 GWh, aumentando 9,9% respecto al año anterior.

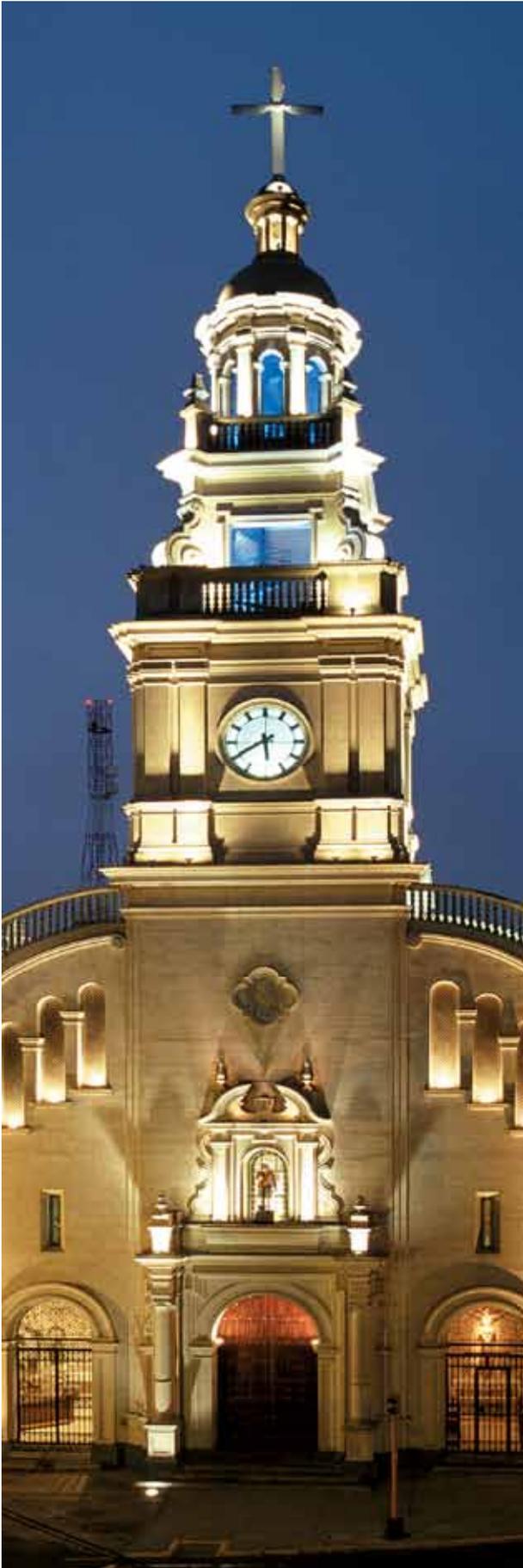
8.2. Proyectos en estudio

8.2.1. Central Hidroeléctrica Curibamba

Corresponde a una central de pasada con potencia efectiva de 188 MW con regulación horaria, ubicada en el departamento de Junín y que utiliza las aguas de los ríos Comas y Uchubamba a través de un túnel en presión de 8,1 km.

En septiembre de 2011 finalizaron los trabajos de prospecciones geotécnicas y a fines de diciembre se completaron los trabajos de la galería de exploración, mientras se ha continuado trabajando en la ingeniería y diseños básicos. Respecto del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Central, éste continúa en trámite, habiéndose recibido el 26 de diciembre la tercera ronda de preguntas por parte de la autoridad.

En noviembre de 2011 fue presentado el EIA de la Línea de Transmisión y el Resumen Ejecutivo correspondiente a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).



8.3. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edelnor, en la cual controla, directa e indirectamente, el 58% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Perú, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en torno al 21%.

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

8.3.1. Edelnor

La zona de concesión otorgada a Edelnor abarca un total de 2.440 km², de los cuales 1.838 km² corresponden 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 1.144.034 clientes, un incremento de 4,2% respecto a 2010. De estos, 94,1% son residenciales, 3,6% comerciales, 0,1% industriales y 2,2% otros clientes.



Las ventas físicas de energía en el periodo 2011 alcanzaron los 6.572 GWh, lo que representó un incremento de 7,3% respecto a 2010. El crecimiento de las ventas se explica por un mayor consumo del sector residencial y comercio.

Las compras de energía de Edelnor llegaron a 6.593 GWh, registrándose un incremento de 6,4% respecto al año anterior.

En el caso del indicador de pérdidas de energía a diciembre de 2011, este fue de 8,2%, representando un aumento de 0,2 puntos porcentuales.

La participación de mercado de nuestras filiales en Perú, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 19,5%.

Respecto a la fijación de tarifas de distribución, mediante Resolución N° 137-2011-OS/CD (27-7-2011) el Osinergmin realizó una fijación de los nuevos precios a nivel de generación y Resolución N° 138-2011-OS/CD (27-7-2011) que realizó un reajuste de los factores de actualización de los cargos unitarios por Prima y por Generación Adicional y el Peaje Unitario por Compensación que se adiciona a los Peajes correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Asimismo, mediante la resolución Osinergmin N° 140-2011-OS/CD (27-07-2011) se realizó un reajuste del factor de recargo en el fondo de compensación social eléctrico (FOSE).

La variación total de tarifas a cliente final llevadas a cabo significaron un aumento de aproximadamente el 2% respecto a los precios de julio de 2011.



Otros negocios







1. Manso de Velasco

Inmobiliaria Manso de Velasco, compañía en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%, centra su actividad en el desarrollo de proyectos inmobiliarios y en la asesoría a las empresas del Grupo Enersis a nivel latinoamericano, en todo lo relativo a la compra, venta y desarrollo de activos inmobiliarios.

Durante 2011, se continuaron las labores destinadas a ampliar la urbanización y comercialización del proyecto ENEA, destinado al sector industrial, y en la comercialización de propiedades en la comuna de Santiago.

El proyecto cuenta con una completa infraestructura, la cual se ha visto incrementada este último año, con nuevas obras de equipamiento y áreas verdes, lo que ofrece mejores condiciones de servicio al loteo y sus usuarios.

Inserto en el proyecto ENEA, se encuentra la sociedad Aguas Santiago Poniente que otorga los servicios sanitarios asociados al desarrollo inmobiliario.

Adicional a lo anterior, destaca el proyecto Tapihue, que contempla predios en la comuna de Til Til, provincia de Chacabuco, Región Metropolitana, los cuales poseen la calidad de Zona de Desarrollo Urbano Condicionado.

Dentro de su negocio inmobiliario, Manso de Velasco, además, administra un total de 24.030 m² edificados, correspondientes a edificios de oficinas, los cuales se encuentran en su mayoría arrendados a empresas relacionadas y terceros.

En materia de asesoría inmobiliaria para las empresas de Grupo Enersis en América Latina, IMV tiene como responsabilidad de actuación el asesorar y/o gestionar, promover, supervisar y aprobar los distintos emprendimientos patrimoniales del Grupo. De esta manera, actualmente sus esfuerzos se han enfocado en el análisis de distintas iniciativas de agregación de valor a terrenos ya no necesarios para la explotación propia, para su posterior venta, así como asesorar a las compañías en diversas construcciones de carácter inmobiliario que éstas van adquiriendo, tanto para sus negocios de explotación como administrativos.



2. ICT

ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información e informática y telecomunicaciones, en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%.

Durante el 2011 ICT ha estado enfocada en consolidar el nuevo modelo organizativo global de la función corporativa de Sistemas y Telecomunicaciones, alineando su actividad a los objetivos estratégicos de las empresas del Grupo y desplegando los contratos de servicios globales asociados a la explotación de infraestructuras de sistemas, a las telecomunicaciones y al desarrollo y mantenimiento de software (SW factories), firmados todos ellos con proveedores globales world class. El objetivo es trabajar bajo un mismo modelo, normas, estándares y procedimientos con independencia de la ubicación geográfica y bajo directrices comunes, de modo de aprovechar las mejores prácticas para obtener la excelencia técnica y los volúmenes de actividad de cara a la eficiencia en materia de costos.

En paralelo se dio inicio a importantes proyectos contemplados en el Plan Director de Sistemas.

En materia de Sistemas técnicos el foco ha sido la Modernización de la plataforma de Control y Adquisición de Datos para los sistemas SCADA de las generadoras y distribuidoras de Chile, Colombia y Brasil. Además de los sistemas de Vigilancia SIVI/SAVO y del Sistema GCORE.

En lo que se refiere a Sistemas Financiero-Contables se implementó GRC Access Control para Latinoamérica.

En Materia de Sistemas Comerciales se ha trabajado en cuatro ejes de actuación enfocados a Resolver la Obsolescencia Tecnológica de los Sistemas Actuales, Incorporar Tendencias del Mercado, Cumplir las Necesidades del Negocio y Considerar las Eficiencias de Costos que estas iniciativas puedan cumplir. Es en este sentido, y como primera etapa, que se han establecido seis grandes iniciativas llamadas Proyectos Estratégicos, cuyo propósito es entregar valor al negocio incorporando tecnología de punta para apoyar la operación. Las iniciativas que están en desarrollo son Facturación In-Situ, Solución de Trabajo en Terreno, Portal Web Comercial, Gestión de Grandes Clientes, Homogenización Soluciones de Telemedición, BI-Capacidad Datamining Pérdida y Morosidad,

En materia de Telecomunicaciones se continuó con las mejoras de los enlaces de datos, y se dio inicio al Proyecto MetroLAN – Codensa en Colombia, y el Proyecto GigaWAN – Coelce en Brasil.

Cuadro esquemático de participaciones





1. Participaciones económicas directas e indirectas (+)

Argentina

	Negocio	Propiedad
Costanera	Gx	41,85%
El Chocón	Gx	39,21%
Edesur	Dx	65,39%
CTM	Tx	54,30%
TESA	Tx	54,30%
CEMSA	Tx	26,99%
Gasoducto Atacama Argentina	Ox	29,99%

Chile

	Negocio	Propiedad
Endesa Chile	Gx	59,98%
Celta	Gx	59,98%
Endesa ECO	Gx	59,98%
Pangué	Gx	56,97%
Pehuenche	Gx	55,57%
Canela	Gx	44,98%
HidroAysén	Gx	30,59%
GasAtacama	Gx	29,99%
Chilectra	Dx	99,09%
Tranquillota	Tx	29,99%
Ingendesa	Ox	59,98%
Túnel el Melón	Ox	59,98%
GasAtacama Chile	Ox	29,99%
Gasoducto Tal Tal	Ox	29,99%
Electrogas	Ox	25,49%
GNL Chile	Ox	19,99%
GNL Quintero	Ox	12,00%

**Brasil**

	Negocio	Propiedad
Endesa Brasil	Gx, Dx, Tx	54,30%
Fortaleza	Gx	54,30%
Cachoeira Dourada	Gx	54,09%
Ampla	Dx	70,22%
Coelce	Dx	35,25%
CIEN	Tx	54,30%

Colombia

	Negocio	Propiedad
Emgesa	Gx	16,12%
Codensa	Dx	21,73%

Perú

	Negocio	Propiedad
Edegel	Gx	37,46%
Edelnor	Dx	57,54%

Notas

Gx: Generación

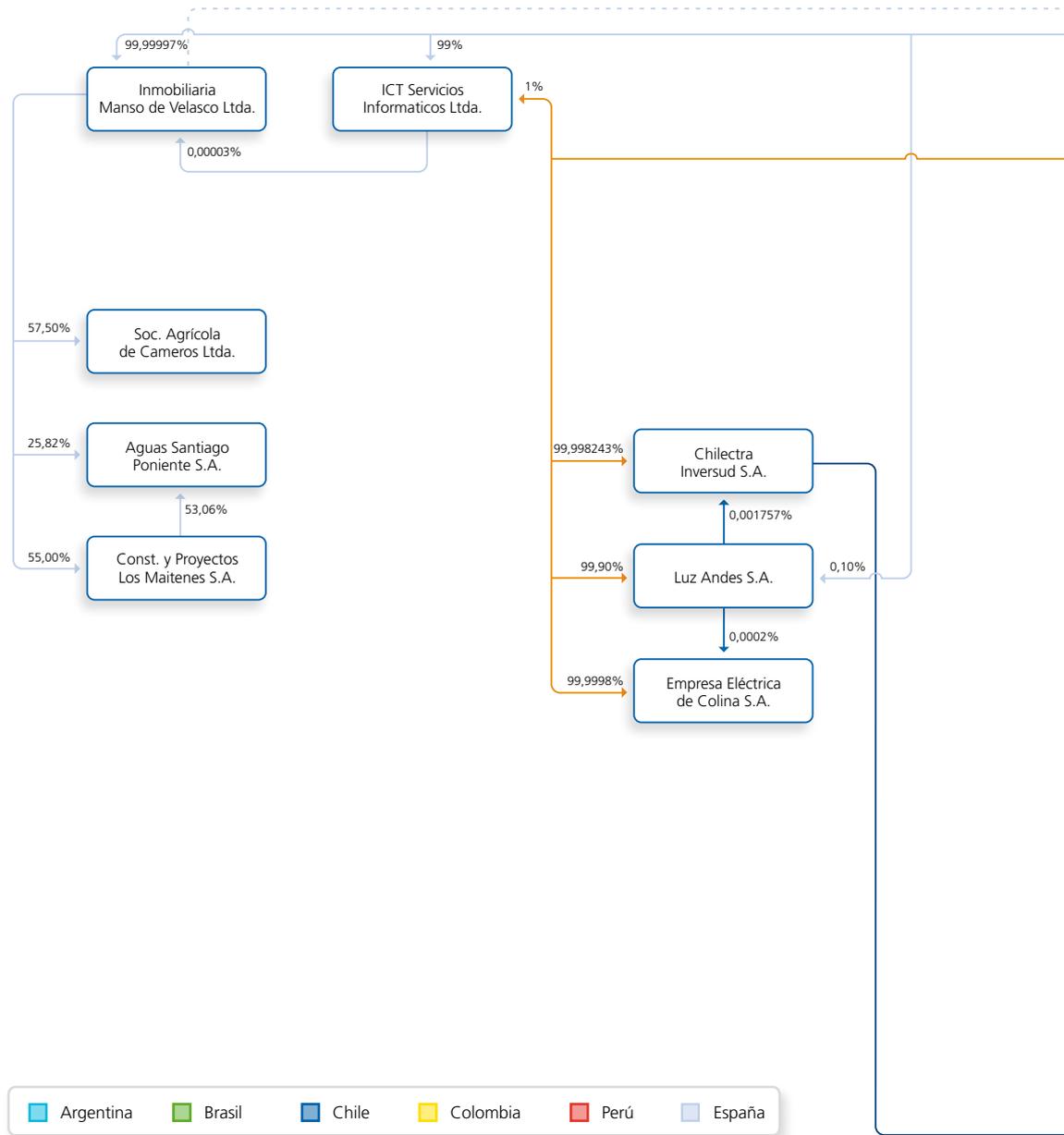
Dx: Distribución

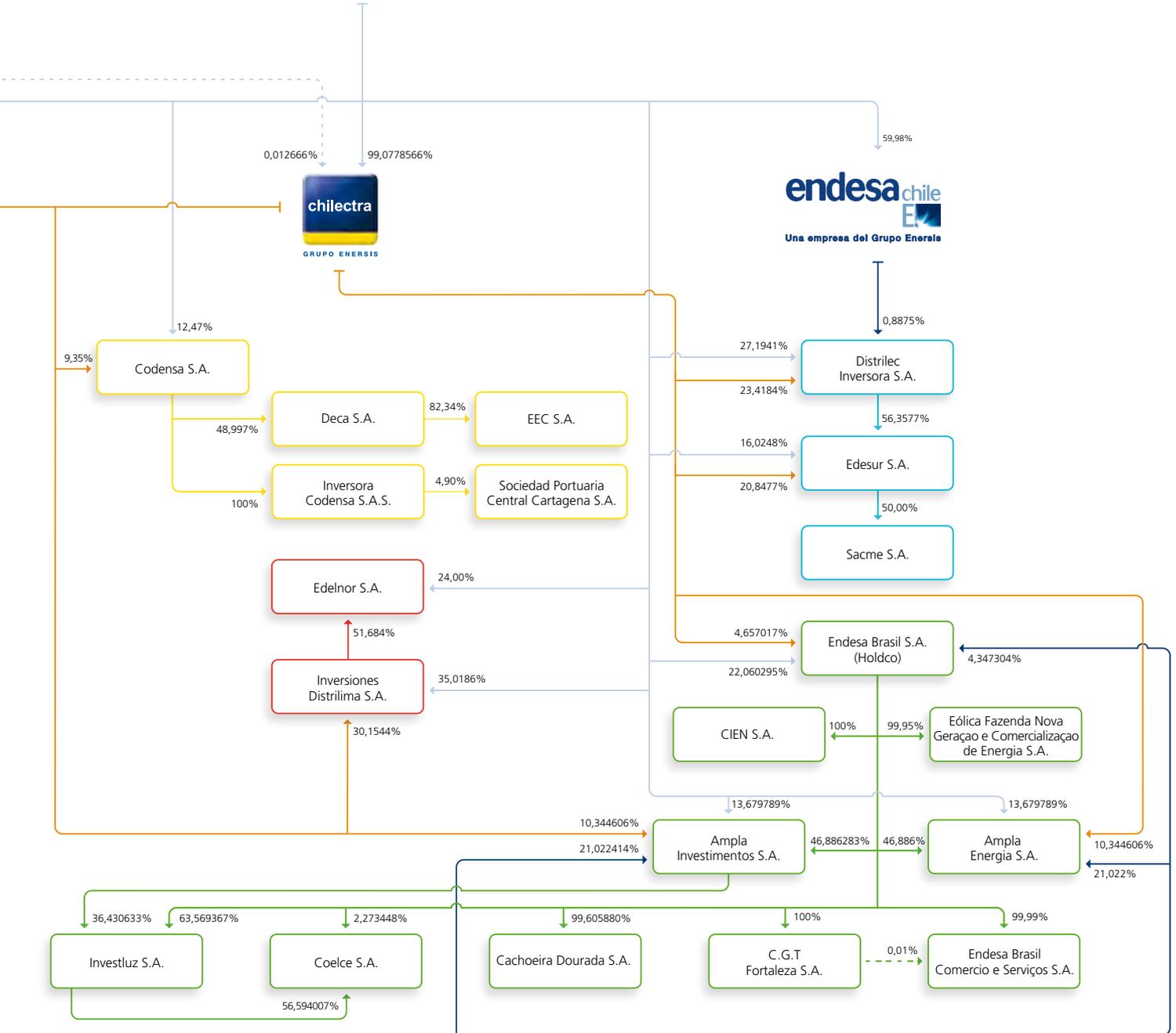
Tx: Transmisión / Comercialización

Ox: Gasoductos, otros

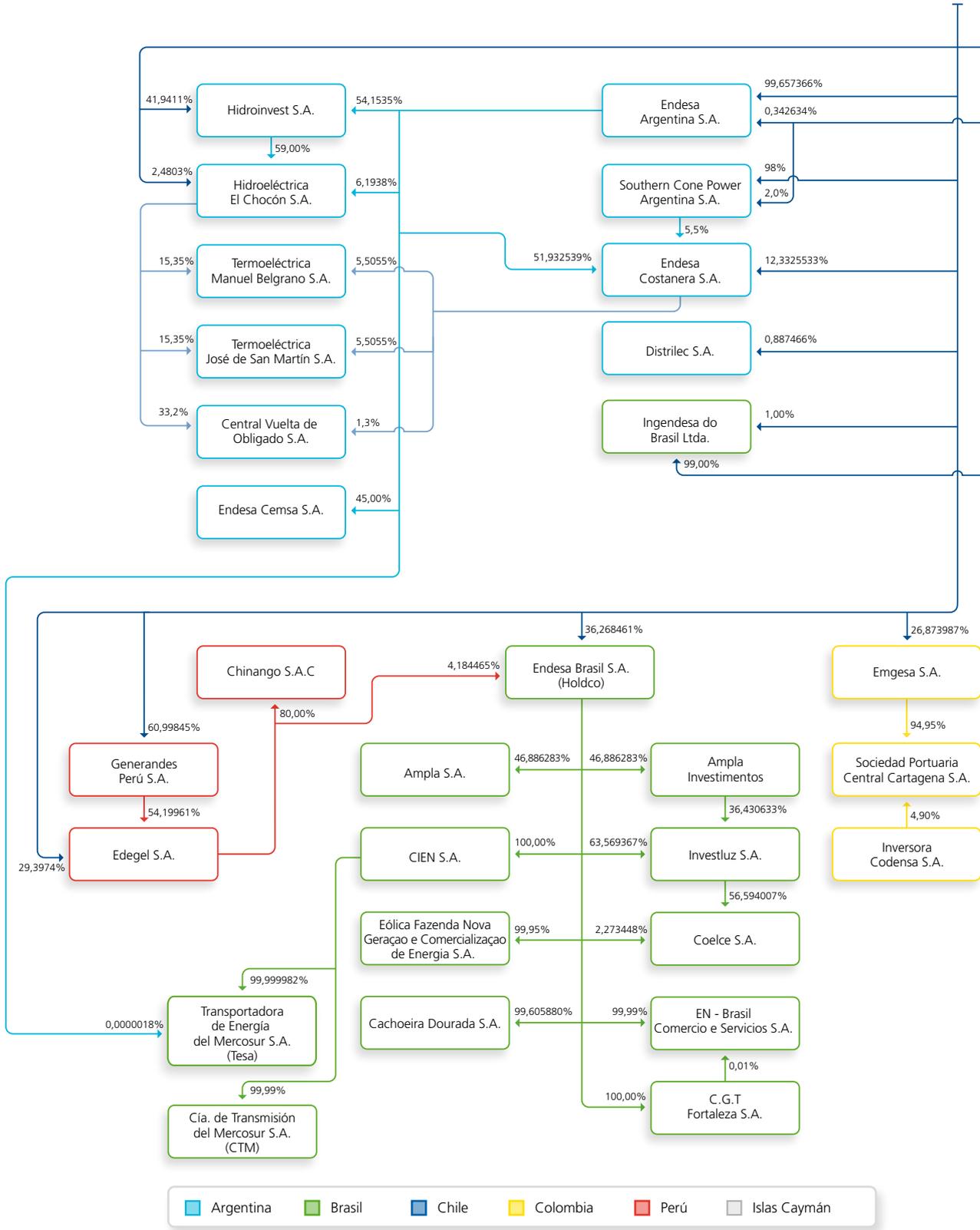
(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis.

2. Perímetro de participaciones societarias de Enersis

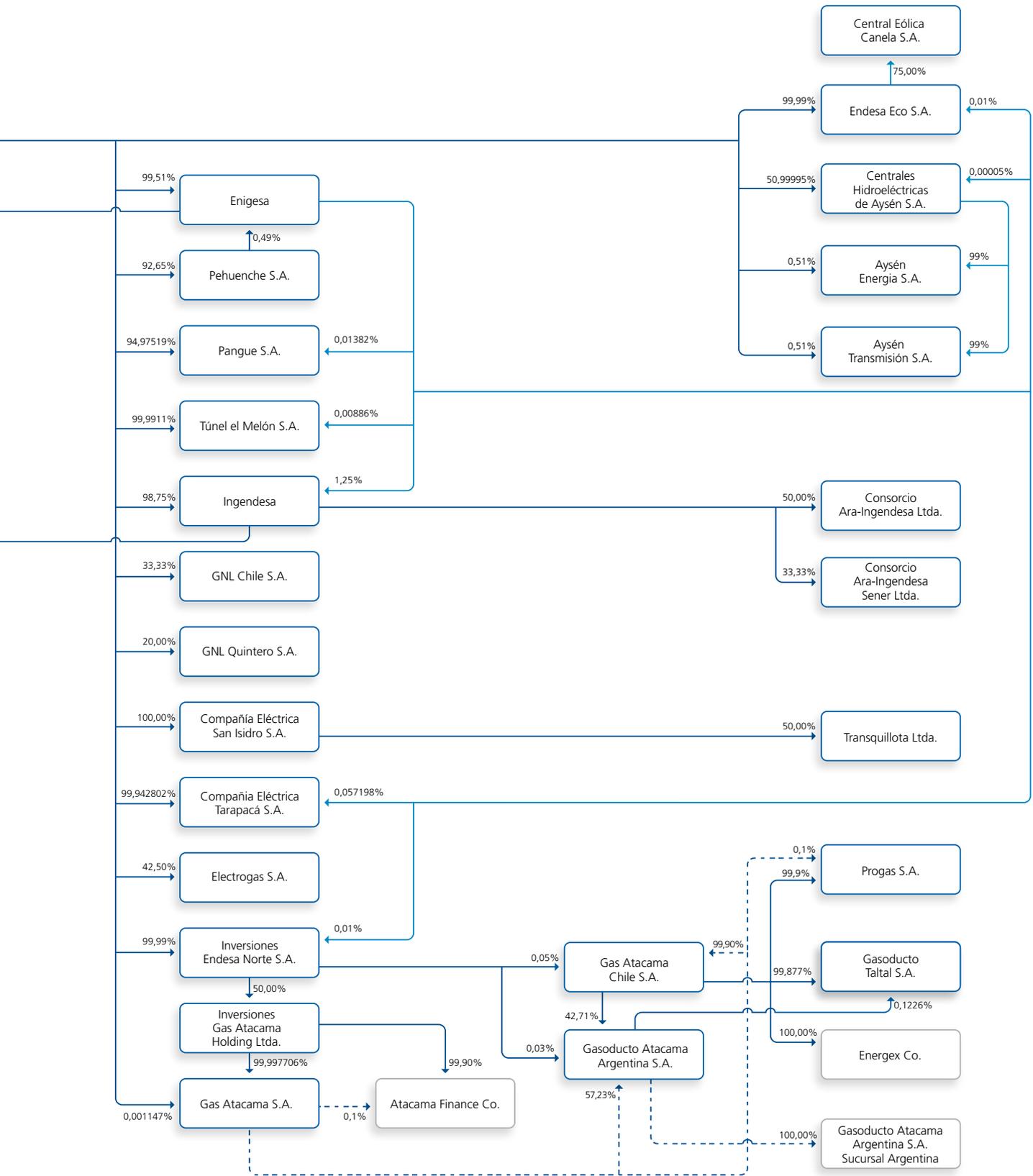




3. Perímetro de participaciones societarias de Endesa Chile



■ Argentina
 ■ Brasil
 ■ Chile
 ■ Colombia
 ■ Perú
 ■ Islas Caymán





Hechos
relevantes
de la entidad

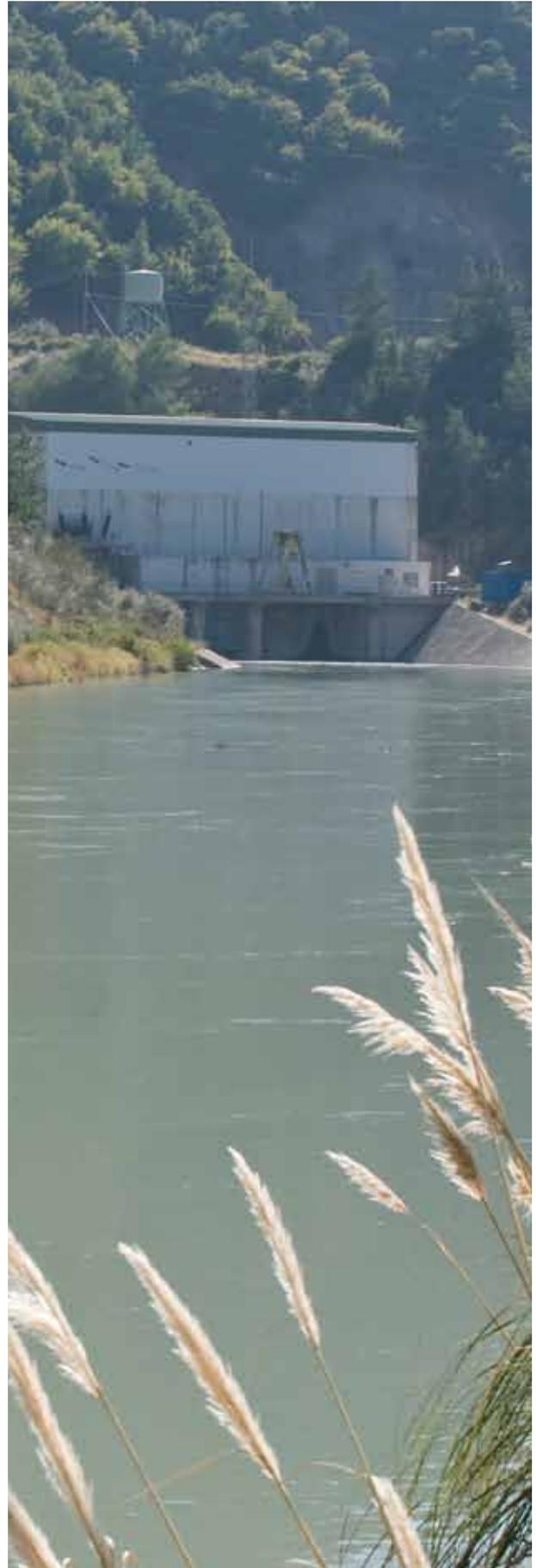




Enersis

- Con fecha 28 de febrero de 2011 el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a celebrarse el 26 de abril de 2011, repartir un dividendo definitivo del 50% de las utilidades líquidas de la compañía, esto es, \$7,44578 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,57180 por acción pagado en enero de 2011. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$5,87398 por concepto de dividendo definitivo por acción de la compañía.

Esto representará un reparto total ascendente a M\$ 243.113.407 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2010.





Lo anterior modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendo del 60% de las utilidades líquidas de la compañía.

- En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.
- En Sesión de Directorio, celebrada el día 30 de noviembre de 2011, se acordó distribuir con fecha 27 de enero de 2012 un dividendo provisorio de \$1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011.



Identificación de las compañías filiales y coligadas





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

Teléfono
(56 2) 378 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.

Principales ejecutivos
Hugo Ayala Espinoza
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,50% - Sin variación.

AGUAS SANTIAGO PONIENTE

Razón social
Aguas Santiago Poniente S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada, sujeta a las normas de
las Sociedades Anónimas Abiertas

RUT
96.773.290-7

Dirección
Américo Vespucio 100, Pudahuel, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
6.601.121

Objeto social
La sociedad tiene por objeto exclusivo, establecer,
construir y explotar servicios públicos destinados a
producir y distribuir agua potable; recolectar, tratar
y disponer aguas servidas, y efectuar las demás
funciones que expresamente autorice el DFL N°
382 de 1988 y sus modificaciones.

Actividades que desarrolla
Agua potable y servicios afines.

Directorio
Víctor M. Jarpa Riveros

Andrés Salas Estrades
Luis F. Edwards Mery
José M. Guzmán Nieto
Fernando Gardeweg Ried (Gerente Finanzas
Nacionales Enersis)

Principales ejecutivos
Jorge Carnevali Flores
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - 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\$)
279.961.754

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar
los sistemas de producción, transmisión,
transformación, distribución y comercio de energía
eléctrica, bien como prestar servicios correlatos
que hayan sido o que puedan ser concedidos;
realizar investigaciones en el sector energético;
participar de organizaciones regionales, nacionales
o internacionales, volcadas a la planificación,
operación intercambio técnico y desarrollo
empresarial, relacionadas con el área de energía
eléctrica y participar de otras sociedades del sector
energético como socia o accionista, incluso en el
ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos
Antonio Basilio Pires e Albuquerque
Nelson Ribas Visconti
Elizabeth Codeço de Almeida Lopes
José Tavora Batista
José Alves de Mello Franco
Cristián Fierro Montes
Ramón Francisco Castañeda Ponce
Luiz Felipe Palmeira Lampreia

Principales ejecutivos
Marcelo Llêvenes Rebollo
Director Presidente

José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Claudio Rivera Moya
Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt

Déborah Meirelles Rosa Brasil
Albino Motta da Cruz
André Moragas da Costa
Aurélio Ricardo Bustilho Oliveira

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
70,22% (sin variación)

Proporción sobre Activo
de Enersis
1,75%

AMPLA INVESTIMENTOS

Razón social
Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01 – parte, Niterói, Río de
Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7071

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar
los sistemas de producción, transmisión,
transformación, distribución y comercio de energía
eléctrica, bien como prestar servicios relacionados
que hayan sido o que puedan ser concedidos;
prestar servicios de cualquier naturaleza a
concesionarias, permisionarias o autorizadas del
servicio de energía eléctrica y a sus clientes y
participar de otras sociedades del sector energético
como accionista.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos
Antonio Basilio Pires e Albuquerque
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de
Planificación y Control)
Cristián Eduardo Fierro Montes
Nelson Ribas Visconti
Luiz Felipe Palmeira Lampreia
José Alves Mello Franco
José Tavora Batista
Marcelo Llêvenes Rebollo

Principales ejecutivos
Marcelo Llêvenes Rebollo
Director Presidente

Luiz Carlos Bettencourt
José Alves de Mello Franco

Capital suscrito y pagado (M\$)
33.662.736

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
70,22% (sin variación)

Proporción sobre Activo de Enersis
0,16%

Teléfono
(562) 630 9000

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99%- Sin variación.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.000

ARA – INGENDESA

Razón social
Consortio Ara - Ingendesa Ltda.

Objeto social
Será objeto especial de la sociedad la ejecución y cumplimiento de los contratos que la sociedad se adjudique y celebre con la Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social
Aysén Transmisión S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad Ltda.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS. Con fecha 2 de febrero de 2009 la junta extraordinaria de accionistas de la sociedad reemplazó el anterior nombre de la compañía "Hidroaysén Transmisión S.A." por el actual "Aysén Transmisión S.A."

RUT
77.625.850-4

Apoderados titulares
Alejandro Santolaya de Pablo
Ernesto Ferrandiz Doménech
Juan Benabarre Benaiges

RUT
76.041.891-9

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Apoderados suplentes
Eliás Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

Joaquín Botella Malagón
Angel Ares Montes
Fernando Armijo Scotti
Nelson Hernández Pérez

Teléfono
(562) 713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.000

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
19,99%- Sin variación.

Capital suscrito y pagado (M\$)
22.368

Objeto social
Prestación de servicios de ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, por cuenta propia o ajena, toda clase de obras, montar y poner en marcha, para sí o terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o terceros los bienes o servicios producidos.

ATACAMA FINANCE

Razón social
Atacama Finance Co.

Objeto social
El objeto de la sociedad es desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Undécima Región de Aysén, del general Carlos Ibáñez del Campo. 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
Servicios de ingeniería.

Tipo de sociedad
Compañía exenta constituida en Caymán Island, BWI.

Actividades que desarrolla
Transmisión eléctrica

Apoderados
Alejandro Santolaya de Pablo
Juan Benabarre Benaiges

Dirección
Caledonian House P.O. Box 265 G, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands

Directorio
Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
Joaquín Galindo Vélez
Juan Benabarre Benaiges
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control)

Apoderados suplentes
Eliás Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso
Fernando Armijo Scotti
Nelson Hernández Pérez

Teléfono
(562) 630 9000

Directores suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Morel Montes
Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99%- Sin variación.

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.272.178

Principales ejecutivos
José Andrés Taboada
Gerente General

ARA INGENDESA SENER

Razón social
Consortio Ara - Ingendesa - Sener Ltda.

Objeto social
Endeudamiento en dinero en el mercado financiero a través de créditos acordados o la emisión de bonos u otros títulos y el préstamo en dinero a otras compañías, en particular aquellas que tengan relación con el Proyecto Atacama.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Ltda.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

RUT
76.738.990-6

Directorio
Horacio Reyser
Ricardo Rodríguez
Eduardo Escaffi Johnson
Vacante

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

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) 713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.900

Objeto social

Los objetos de la sociedad son los siguientes: I.- Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en el Resuelvo número primero de la Resolución Número Treinta, de fecha veintiséis de mayo de dos mil nueve. II.- Dar cumplimiento al compromiso asumido por Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, del General Carlos Ibáñez del Campo, 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)

Directorio

Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
Joaquín Galindo Vélez
Juan Benabarre Benaiges
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control)

Directores suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Morel Montes

Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry

Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprich
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% (nueva)

CACHOEIRA DOURADA

Razón social
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.- CDSA

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\$)
81.071.089

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 Llêvenes Rebolledo
Luis Larumbe Aragón
Ana Cláudia Gonçalves Rebello

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General

Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegle Moreira
André Moragas da Costa
Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,09% (sin variación)

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) 630 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.

Directorio

Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Sebastián Fernández Cox
Cristóbal García-Huidobro Ramírez
Bernardo Canales Fuenzalida

Directores suplentes

Alan Fisher Hill
Claudio Betti Pruzzo
Juan Cristóbal Pavéz Recart
Marcelo Álvarez Ríos
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
44,98% - 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) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
103.099.643

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Alejandro García Chacón
Alan Fischer Hill
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98%- Sin variación.

CEMSA

Razón social
Endesa Cemsa S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Pasaje Ing. E. Butty 220, piso 16,
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4875 0600

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.210.996

Objeto social
La sociedad tiene por objeto 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 y gas.

Directores titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
José Venegas Maluenda
Fernando Antognazza

Directores suplentes
Arturo Pappalardo
Roberto José Fagan
Pedro Cruz Viné

Principales ejecutivos
Juan Carlos Blanco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
26,99% - Sin variación.

CENTRAL VUELTA OBLIGADO

Razón social
Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Av. Thomas Edison 2701. CP 1104, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4117 1077

Capital suscrito y pagado (M\$arg)
500

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscrito el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Vuelta de Obligado.

Directores titulares
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
José María Vázquez
Carlos Bertagno

Directores suplentes
Ignacio Villamil
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos
Carlos Bertagno
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
13,56% - Nueva.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN

Razón social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.652.400-1

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
144.975.665

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
Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
Joaquín Galindo Vélez
Juan Benabarre Benaiges
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Planificación y Control)

Directores suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Morel Montes
Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry

Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprach
Vicepresidente Ejecutivo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

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) 675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
368.494.984

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
Juan María Moreno Mellado
Marcelo Llévénos Rebolledo
Livio Gallo
Hernán Felipe Errázuriz Correa
José Luis Marín López-Otero

Principales ejecutivos
Cristián Fierro Montes
Gerente General
Gonzalo Vial Vial
Andreas Gebhardt Strobel
Guillermo Pérez del Río
Enrique Fernández Pérez
Ramón Castañeda Ponce
Jaime Muñoz Vargas
Paola Visintini Vaccarezza

Relaciones comerciales
Créditos estructurados; arrendamiento de línea de transmisión y subestación; prestación de servicios en prevención de riesgos; asesoría legal, profesionales en administración empresarial e ingeniería, de administración financiera generales, corporativa y otros.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
11,98%

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) 675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
390.008.060

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

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\$)
51.383.395

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.

Apoderado
Edegel S.A.A. representado por Julián Cabello Yong

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,97% (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\$)
47.114.465

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Joaquín Galindo Vélez
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Alfredo Ergas Segal (Gerente Regional de Finanzas Enersis S.A.)
Carlos Martín Vergara
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Gustavo Brockerhof

Directores suplentes
Jorge Raúl Burlando Bonino
Francisco Domingo Monteleone
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Fernando Carlos Boggini
Héctor Osvaldo Mendiberri
Alejandro Nagel
Orlando Adalberto Diaz

Principales ejecutivos Fernando Claudio Antognazza Gerente General	Participación de Enersis (directa e indirecta) 54,30% (sin variación)	Directores titulares José Antonio Vargas Lleras Cristian Fierro Montes José Antonio Vargas Lleras Orlando José Cabrales Martínez Lucio Rubio Díaz Mónica de Greiff Lindo Héctor Zambrano Rodríguez Carlos Eduardo Bello Vargas
Participación de Enersis (directa e indirecta) 39,21% - Sin variación.	CODENSA	Directores suplentes Juan Manuel Pardo Gómez Leonardo López Vergara Antonio Sedán Murra David Felipe Acosta Correa Henry Navarro Sánchez Roberto De La Pava Yazmit Consuelo Beltrán Rojas
CIEN	Razón social Codensa S.A. E.S.P.	Principales ejecutivos David Felipe Acosta Correa Gerente General
Razón social Compañía de Interconexión Energética S.A.	Tipo de sociedad Sociedad anónima de derecho privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios	Andrés Caldas Rico Jaime A. Vargas Barrera Margarita Olano Olano Juan Manuel Pardo Gómez María Celina Restrepo Leonardo López Vergara Rafael Carbonell Blanco Omar Serrano Rueda Mauricio Carvajal Pablo Andrés Aguayo González
Tipo de sociedad Sociedad Anónima de capital cerrado	Dirección Carrera 13 A #93-66, Bogotá, Colombia	Participación de Enersis (directa e indirecta) 21,73% - sin variación
Dirección Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil	Teléfono (57 1) 601 6060	Proporción sobre Activo de Enersis 2,20%
Teléfono (55 21) 3607 9500	Capital suscrito y pagado (M\$) 7.905.014	COELCE
Capital suscrito y pagado (M\$) 79.948.998	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. En desarrollo del objeto principal antes enunciado, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia o en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionados, conexas y complementarias con su objeto social; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal siempre que sean afines al objeto principal; girar aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar en licitaciones públicas y privadas; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; celebrar contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras.	Razón social Companhia Energética do Ceará
Objeto social La compañía tiene como objeto social la actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. En vista de la realización del objeto previsto arriba, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, transmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Además de los fines referidos, podrá la compañía promover la implementación de productos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesorias o complementarias a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la ejecución de las actividades necesarias a la consecución de sus fines, la compañía podrá participar de otras sociedades.	Actividades que desarrolla Transporte y comercialización de energía eléctrica.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Abierta
Actividades que desarrolla Transporte y comercialización de energía eléctrica.	Directorio Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo Ana Claudia Gonçalves Rebello José Augustín Venegas Maluenda	Dirección Rua Padre Valdevino, 150 - Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil
Directorio Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo Ana Claudia Gonçalves Rebello José Augustín Venegas Maluenda	Principales ejecutivos Guilherme Gomes Lencastre Gerente General	Teléfono (55 85) 3453-4082
Principales ejecutivos Guilherme Gomes Lencastre Gerente General	Manuel Herrera Vargas José Ignacio Pires Medeiros Carlos Ewandro Naegele Moreira André Moragas da Costa Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt José Alves de Mello Franco Ana Cláudia Gonçalves Rebello Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	Capital suscrito y pagado (M\$) 121.465.440
Manuel Herrera Vargas José Ignacio Pires Medeiros Carlos Ewandro Naegele Moreira André Moragas da Costa Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt José Alves de Mello Franco Ana Cláudia Gonçalves Rebello Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira	Objeto social Distribución de energía eléctrica y servicios afines, en el Estado de Ceará.	Objeto social Distribución de energía eléctrica y servicios afines, en el Estado de Ceará.
	Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica.	Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Marcelo Llénéves Rebollo
Albino Motta da Cruz
Gonzalo Vial Vial
José Alves de Mello Franco
Aurelio Ricardo Bustilho Oliveira
Jorge Parente Frota Júnior
Cristián Eduardo Fierro Montes
Fernando de Moura Avelino
Renato Soares Sacramento
Francisco Honório Pinheiro Alves

Directores suplentes
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Luciano Alberto Galasso Samaria
Nelson Ribas Visconti
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Caminha Aripe Júnior
Luiz Carlos Laurens Ortins Bettencourt
José Távora Batista
Juarez Ferreira de Paula
Vlória Viana Regis
José Nunes de Almeida Neto

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha
Gerente Presidente

David Augusto de Abreu
Luiz Carlos Laurens Ortins Bettencourt
José Nunes de Almeida Neto
Carlos Ewandro Naegle Moreira
José Távora Batista
Olga Jovanna Carranza Salazar
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
José Alves de Mello Franco
Cristine de Magalhães Marcondes
Nelson Ribas Visconti

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
35,25 (sin de variación)

CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES

Razón social
Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.764.840-K

Dirección
Américo Vespucio 100, Pudahuel, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
41.742.265

Objeto social
a) La construcción por cuenta propia o para terceros, en terrenos propios o ajenos, urbanizados o no urbanizados, de todo tipo de obras civiles,

instalaciones, edificios, viviendas, oficinas y otros; b) La venta o enajenación en cualquier forma de tales obras y construcciones; c) El estudio y desarrollo de proyectos para tales construcciones, incluyendo, ingeniería, arquitectura, financiamiento, comercialización y otros. En el desarrollo de las actividades propias de su giro, la sociedad podrá siempre actuar por cuenta propia o ajena, ya sea directamente o formando parte de asociaciones, comunidades, sociedades y personas jurídicas de cualquier naturaleza, de las cuales podrá incluso asumir la administración.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Directorio
Victor Jarpa Riveros
Andrés Salas Estrades
Luis Felipe Edwards Mery
José Manuel Guzmán Nieto
Fernando Gardeweg Ried (Gerente Finanzas Nacionales Enersis)

Principales ejecutivos
Alfonso Salgado Menchaca

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - Sin variación.

* Se deja constancia que con fecha 30 de diciembre de 2010 se procedió a fusionar esta entidad con Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Limitada, sociedad que se disolvió con ocasión de la fusión, siendo la continuadora legal Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.

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\$)
27.031.045

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
Máximo Luis Bomchil
José María Hidalgo Martín-Mateos
Alfredo Ergas Segal (Gerente Regional de Finanzas Enersis S.A.)

César F. Amuchástegui
Matías María Brea
Simón Dasensich
Carlos Martín Vergara

Directores suplentes
Roberto José Fagan
Damián Camacho
Francisco Domingo Monteleone
Fernando Carlos Boggini
María Inés Justo
Jorge Raúl Burlando Bonino
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza

Principales ejecutivos
José Miguel Granged Bruñen
Gerente General

Fernando Carlos Luis Boggini
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Jorge Burlando Bonino
Francisco Domingo Monteleone

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
41,85% - Sin variación.

CTM

Razón social
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.236.873

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 Guilherme Gomes Lencastre Gerente General	Dirección San José 140, Buenos Aires, Argentina	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Abierta
Participación de Enersis (directa e indirecta) 54,30% (sin variación)	Teléfono (54 11) 4370 3700	Dirección Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, Centro Empresarial Camino Real, San Isidro, Lima, Perú
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA	Capital suscrito y pagado (M\$) 79.764.204	Capital suscrito y pagado (M\$) 374.326.011
Razón social Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.	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.	Objeto social La sociedad tiene por objeto principal dedicarse, en general, a las 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.
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.
Rut 900.265.917-0	Directores titulares José Carlos Caino Olivera José María Hidalgo Martín Mateos Cristián Fierro Montes María Inés Justo Juan Carlos Blanco Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control) Daniel Casal Jorge Subijana Rigoberto Mejía Aravena Vacante	Directores titulares Ignacio Blanco Fernández Alberto Briand Rebaza Torres Joaquín Galindo Vélez Rafael Fauquie Bernal Reynaldo Llosa Barber Francisco García Calderón Portugal Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada
Dirección Carrera 9 N° 73-44 Piso 5	Directores suplentes Gonzalo Vial Vial José Miguel Granged Bruñen Roberto José Fagan Fernando Antognazza Daniel Garrido Diego Saralegui Ricardo Monge Claudio Díaz Jean Yatim Morillas José Eduardo Lazary	Directores suplentes Julián Cabello Yong Teobaldo José Cavalcante Leal Arrate Gorostidi Aguirresarobe Claudio Herzka Buchdahl Alberto Triulzi Mora Claudio Iglesias Guillard
Capital suscrito y pagado (M\$) 48.457.902	Principales ejecutivos Antonio Jerez Gerente General	Principales ejecutivos Carlos Luna Cabrera Gerente General
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.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 50,93% - Sin variación.	Julián Cabello Yong Carlos Rosas Cedillo Gonzalo Gil Plano Daniel Abramovich Ackerman
Actividades que desarrolla Distribución y comercialización de energía eléctrica	Proporción sobre Activo de Enersis 2,19%	Participación de Enersis (directa e indirecta) 37,46% (sin variación)
Directores titulares Jorge Armando Pinzón Barragán Cristián Herrera Fernández Mario Trujillo Acevedo	EDELNOR	Razón social Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.
Directores Suplentes Ernesto Moreno Restrepo Roberto Ospina Pulido Jaime Herrera Rodríguez	EDEGEL	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Abierta
Principales Ejecutivos Henry Navarro Sánchez Gerente General	Razón social Edegel S.A.A.	Dirección Jr. Teniente Cesar López Rojas 201 Urb. Maranga, San Miguel, Lima, Perú
Mario Trujillo Hernández		Teléfono (51 1) 561 2001
Participación de Enersis (directa e indirecta) 10,65% (sin variación)		
DISTRILEC INVERSORA		
Razón social Distrílec Inversora S.A.		
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada		

Capital suscrito y pagado (M\$) 88.232.785	Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica.	Actividades que desarrolla Transporte de gas.
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.	Directores titulares José María Hidalgo Martín-Mateos José Carlos Caino de Olivera Cristian Fierro Montes Juan Carlos Blanco Rigoberto Mejía Aravena Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis) María Inés Justo Daniel Casal Jorge Subijana Vacante	Capital suscrito y pagado (M\$) 11.045.498
Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica	Directores suplentes José Miguel Granged Roberto Fagan Ricardo Monge Fernando Antognazza Gonzalo Via Vial Daniel Garrido Diego Saralegui Jean Yatim Morrillas Claudio Díaz José Eduardo Lazary Teixeira	Directores titulares Claudio Iglesias Guillard Juan Eduardo Vásquez Moya Enrique Donoso Moscoso Pedro Gatica Kerr Rafael Sotil Bidart
Directorio Reynaldo Llosa Baber Ignacio Blanco Fernández Teobaldo José Cavalcante Leal Alfredo Santiago Carlos Ferrero Diez Canseco Cristian Eduardo Fierro Montes Fernando Fort Marie Claudio Eduardo Helfmann Soto José María Hidalgo Martín Mateos	Principales ejecutivos Antonio Jerez Agudo Gerente General Silvia Migone Díaz	Directores suplentes Rosa Herrera Martínez Jorge Bernardo Larraín Matte Cristian Morales Jaureguiberry Juan Oliva Vásquez Ricardo Santibáñez Zamorano
Principales ejecutivos Ignacio Blanco Fernández Gerente General	Participación de Enersis (directa e indirecta) 65,39% - Sin variación	Principales ejecutivos Carlos Andreani Luco Gerente General
Carlos Solís Pino Walter Scitutto Brattoli Rocío Pachas Soto Teobaldo Leal Cavalcante Luis Salem Hone Pamela Gutiérrez Damiani Juan Miguel Cayo Mata Alfonso Valle Cisneros	Proporción sobre Activo de Enersis 2,79%	Participación de Enersis (directa e indirecta) 25,49% - Sin variación.
Participación de Enersis (directa e indirecta) 57,54% (sin variación)	ELECTROGAS	EMGESA
Proporción sobre Activo de Enersis 2,70%	Razón social Electrogas S.A.	Razón social Emgesa S.A. E.S.P.
EDESUR	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Tipo de sociedad Sociedad Anónima, Empresa de Servicios Públicos
Razón social Empresa Distribuidora Sur S.A.	RUT 96.806.130-5	Dirección Carrera 11 N°82-76, piso 4, Santa Fe de Bogotá, D.C. Colombia
Tipo de sociedad Sociedad Anónima	Dirección Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes Santiago, Chile	Capital suscrito y pagado (M\$) 142.906.410
Dirección San José 140 (1076), Capital Federal, Argentina	Teléfono (562) 299 3400	Objeto social La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.
Teléfono (54 11) 4370 3700	Objeto social La sociedad tiene por objeto 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 Generación y comercialización de energía eléctrica.
Capital suscrito y pagado (M\$) 135.477.599		Directores titulares José A. Vargas Lleras Joaquín Galindo Vélez Ramiro Diego Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control) Luisa Fernanda Lafaurie Rivera Mónica De Greiff Lindo Héctor Zambrano Rodríguez José Iván Velásquez Duque
Objeto social Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.		Directores suplentes Sebastián Fernández Fernando Gutiérrez Medina Gustavo Gómez Cerón

Andrés López Valderrama Henry Navarro Sánchez Cristina Arango Olaya Manuel Jiménez Castillo	Andrés González Díaz Paulo Jairo Orozco Díaz David Felipe Acosta Correa Manuel Enrique Agamez Hernández	Tipo de sociedad Sociedad Anónima
Principales ejecutivos Lucio Rubio Díaz Gerente General	Directores suplentes Fabiola Leal Castro Iván Pinzón Amaya Heliodoro Mayorga Moncada Carlos Hernán Valdivieso Laverde Davis Feferbaum Gutfraind Nidia Ximena León Corredor Ricardo Lozano Forero	Dirección Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina
Andrés Caldas Rico Juan Manuel Pardo Gómez Fernando Gutiérrez Medina Gustavo Gómez Cerón María Celina Restrepo Leonardo López Vergara Rafael Carbonell Blanco Omar Serrano Rueda Mauricio Carvajal García Pablo Andrés Aguayo González Ana Patricia Delgado Meza Ana Lucía Moreno Moreno Javier Blanco Fernández	Principales ejecutivos David Felipe Acosta Correa Gerente General	Teléfono (5411) 4307 3040
Participación de Enersis (directa e indirecta) 16,12% - Sin variación	Carlos Mario Restrepo Molina Alberto Duque Ramirez David Felipe Acosta Correa	Objeto social La sociedad tiene como objeto social efectuar 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.
	Participación de Enersis (directa e indirecta) 8,77% (sin variación)	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
		Capital suscrito y pagado (M\$) 81.188.759
		Directores titulares José María Hidalgo Martín Mateos José Miguel Granged Bruñen María Inés Justo
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA	EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA	
Razón social Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Razón social Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Directores suplentes Rodrigo Quesada Mariana Cecilia Mariné María Julia Nosetti
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Tipo de sociedad Sociedad de Responsabilidad Limitada	Participación de Enersis (directa e indirecta) 59,98% - Sin variación.
Rut 860.007.638-0	RUT 96.783.910-8	
Dirección Carrera 11 N° 93-52 Bogotá D.C.	Dirección Chacabuco 31, Colina, Santiago, Chile	EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.
Teléfono (571) 7051800	Teléfono (56 2) 844 4280	Razón social En- Brasil Comércio e Serviços S.A.
Capital suscrito y pagado (M\$) 9.304.652	Capital suscrito y pagado (M\$) 82.222	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Objeto social La empresa tiene como objeto principal la generación, transmisión, 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 y servicios en beneficio de sus clientes.	Objeto social Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.	Dirección Praça Leoni Ramos nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.
Actividades que desarrolla Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y actividades afines, conexas, complementarias o relacionadas con los negocios antes mencionados.	Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica.	Teléfono (55 21) 2613 7000
Directores titulares Mario Trujillo Hernández Jorge Armando Pinzón Barragán Ernesto Moreno Restrepo	Principales ejecutivos Leonel Martínez Garrido Gerente General	Capital suscrito y pagado (M\$) 287.867
	Participación de Enersis (directa e indirecta) 99,09% - Sin variación.	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.
	ENDESA ARGENTINA	Actividades que desarrolla Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
	Razón social Endesa Argentina S.A.	

Principales Ejecutivos
Ricardo da Silva Correa
Gerente General
Joaquim Caldas Rolim de Oliveira

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

ENDESA BRASIL

Razón social
Endesa Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, 1 – 7 andar – bloco 2 - Parte,
Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.064.552.408

Objeto social
La compañía tiene por objeto la participación en el capital social de otras compañías y sociedades que actúan o vengán a ser constituidas para actuar directa o indirectamente, 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
Ignacio Antoñanzas Alvear (Gerente General de Enersis)
Massimo Tambosco (Subgerente General de Enersis)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Ramiro Diego Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control)
Cristián Eduardo Fierro Montes
Joaquín Galindo Vélez

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebolledo
Gerente General

Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
Aurelio de Oliveira
André Moragas da Costa
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Livia de Sá Baião

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

Proporción de la inversión en activos
de Enersis
6,08%

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) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.537.722.642

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
Jorge Rosenblut
Paolo Bondi
José María Calvo-Sotelo
Francesco Buresti
Jaime Estévez Valencia
Vittorio Corbo Loi
Felipe Lamarca Claro
Jaime Bauzá Bauzá
Vacante

Principales ejecutivos
Joaquín Galindo Vélez
Gerente General
Francisca Moya Moreno
Carlos Martín Vergara
Eduardo Escaffi Johnson
Mauricio Daza Espinoza
Luis Larumbe Aragón
José Venegas Maluenda
Sebastián Fernández Cox
Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard

Relaciones comerciales
Cuenta corriente mercantiles, suministro de servicios de contabilidad, mesa de dinero y tesorería.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

Proporción sobre Activo
de Enersis
54,03%

ENDESA ECO

Razón social
Endesa Eco S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.313.310-9

Dirección
Santa Rosa 76, piso 12, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
681.845

Objeto social
Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, tales como mini hidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras; 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.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Juan Benabarre Benaiges
Sebastián Fernández Cox
Vacante

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

ENDESA FORTALEZA

Razón social
CGTF - 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	bancos. Además tiene prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.	Administración Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira Newton Souza de Moraes Guilherme Gomes Lencastre
Capital suscrito y pagado (M\$) 42.639.466	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 21,72% - Nueva
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.	Directorio Horacio Reyser Ricardo Rodríguez Eduardo Escaffi Johnson Vacante	ENIGESA
Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.	Razón social Endesa Inversiones Generales S.A.
Directorio Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo Ana Claudia Gonçalves Rebello Luis Larumbe Aragón	ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Principales ejecutivos Manuel Rigoberto Herrera Vargas Gerente General	Razón social Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.	RUT 96.526.450-7
Raimundo Câmara Filho Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt José Ignacio Pires Medeiros Aurelio de Oliveira André Moragas da Costa José Alves de Mello Franco Ana Cláudia Goncalves Rebello	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada.	Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile
Participación de Enersis (directa e indirecta) 54,30% (sin variación)	Dirección Rua São Bento, Nº 8, 11º andar, Centro, Rio de Janeiro, Brasil.	Teléfono (56 2) 630 9000
ENERGEX	Capital suscrito y pagado R\$125.000,00.	Capital suscrito y pagado (M\$) 3.055.838
Razón social Energex Co.	Objeto Social La generación de energía eléctrica de origen eólica.	Objeto social La empresa tiene por objeto 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; participar en toda clase de inversiones y en especial, las relacionadas con el negocio eléctrico; participar en toda clase de sociedades y llevar a cabo todas las operaciones, actos y contratos que se relacionen con el cumplimiento de los objetivos mencionados.
Tipo de sociedad Compañía exenta, constituida en Cayman Islands, BWI	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Actividades que desarrolla Inmobiliaria.
Dirección Caledonian House P.O. Box 265 G, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands	Administración Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira Newton Souza de Moraes Guilherme Gomes Lencastre	Directores Eduardo Escaffi Johnson Luis Larumbe Aragón Pietro Corsi Misle
Capital suscrito y pagado (M\$) 5.194	Participación de Enersis (directa e indirecta) 21.72% - Nueva	Principales ejecutivos Mauricio Daza Espinoza Gerente General
Objeto social Realizar todo negocio o actividad de acuerdo con la legislación de Cayman Islands. En el caso de los negocios y actividades referidas al área financiera, se exceptúan aquellas que la ley reserva a los	ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.	Relaciones comerciales Arrendamiento de inmuebles.
	Razón social Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 59,96% - Sin variación.
	Tipo de Sociedad Sociedad Anónima Cerrada.	EÓLICA FAZENDA NOVA
	Dirección Rua São Bento, Nº 8, 11º andar, Centro, Rio de Janeiro, Brasil.	Razón social Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização de Energia S.A.
	Objeto Social La generación de energía eléctrica de origen eólica.	
	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	
	Capital suscrito y pagado R\$125.000,00.	

Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Directores titulares Raúl Sotomayor Valenzuela Joaquín Galindo Vélez Gonzalo Dulanto Letelier Claudio Iglesias Guillard	como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente.
Dirección Rua Felipe Camarão, n° 507, sala 104, Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil	Directores suplentes Juan Benabarre Benaiges Eduardo Ojea Quintana Eduardo Escaffi Johnson Vacante	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica y transporte de gas.
Teléfono (5521) 3607 9500	Principales ejecutivos Rudolf Araneda Kauert Gerente General	Directores titulares Raúl Sotomayor Valenzuela Joaquín Galindo Vélez Gonzalo Dulanto Letelier Claudio Iglesias Guillard
Capital suscrito y pagado (R\$) 1.839.000	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.	Directores suplentes Juan Benabarre Benaiges Eduardo Ojea Quintana Eduardo Escaffi Johnson Vacante
Objeto social (i) Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; (ii) Participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista y; (iii) Importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.	GASATACAMA CHILE	Principales ejecutivos Rudolf Araneda Kauert Gerente General
Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Razón social GasAtacama Chile S.A.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.
Administración Marcelo Llévanes Rebolledo Guilherme Gomes Lencastre Livia de Sá Baião	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	
Participación de Enersis (directa e indirecta) 54,28% (sin variación)	RUT 78.932.860-9	
GASATACAMA	Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile	GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA
Razón social GasAtacama S.A.	Teléfono (562) 366 3800	Razón social Gasoducto Atacama Argentina S.A.
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Capital suscrito y pagado (M\$) 96.100.842	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
RUT 96.830.980-3	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) Invertir en toda clase de bienes, corporales o incorporales, valores, acciones y efectos de comercio.	RUT 78.952.420-3
Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile		Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile
Teléfono (562) 366 3800		Teléfono (562) 366 3800
Capital suscrito y pagado (M\$) 173.417.468		Capital suscrito y pagado (M\$) 108.123.726
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.		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 Sociedad de inversiones.		Actividades que desarrolla Transporte de gas.

Directores titulares Rafael Zamorano Chaparro Gustavo Venegas Castro Pedro de la Sotta	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.	RUT 76.418.940-K
Directores suplentes Luis Cerda Ahumada Mario Guevara Esturillo Alejandro Sáez Carreño	GENERANDES PERÚ	Dirección Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes, Santiago, Chile
Principales ejecutivos Rudolf Araneda Kauert Gerente General	Razón social Generandes Perú S.A.	Teléfono (562) 892 8000
Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima	Capital suscrito y pagado (M\$) 1.571.767
GASODUCTO TALTAL	Dirección Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú	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 todas 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 bajo modalidad entregado sobre buque (DES) de proveedores de 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.
Razón social Gasoducto Taltal S.A.	Teléfono (511) 215 6300	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Capital suscrito y pagado (M\$) 164.297.758	Directores titulares Ignacio Blanco Fernández Alberto Briand Rebaza Torres Joaquín Galindo Velez Teobaldo José Calvacante Leal José Agustín Venegas Maluenda Rafael Fauquie Bernal Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada Alberto Triulzi Mora
RUT 77.032.280-4	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.	Directores suplentes Guillermo Lozada Pozo Rafael Alcázar Uzátegui Julian Cabello Yong Carlos Rosas Cedillo José María Hidalgo Martín-Mateos Gonzalo Adolfo De Las Casas Salinas Claudio Iglesias Guillard Gonzalo Gil Plano
Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	Directorio José Agustín Venegas Maluenda Eduardo Morandé Montt Rafael Sotil Bidart
Teléfono (562) 366 3800	Directores titulares Ignacio Blanco Fernández Alberto Briand Rebaza Torres Joaquín Galindo Velez Teobaldo José Calvacante Leal José Agustín Venegas Maluenda Rafael Fauquie Bernal Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada Alberto Triulzi Mora	Directores suplentes Juan Oliva Vásquez Gonzalo Palacios Vásquez Rosa Herrera Martínez
Objeto social La sociedad tiene por objeto 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.	Directores suplentes Guillermo Lozada Pozo Rafael Alcázar Uzátegui Julian Cabello Yong Carlos Rosas Cedillo José María Hidalgo Martín-Mateos Gonzalo Adolfo De Las Casas Salinas Claudio Iglesias Guillard Gonzalo Gil Plano	Principales ejecutivos Alejandro Palma Rioseco Gerente General (interino)
Actividades que desarrolla Transporte de gas.	Principales ejecutivos Carlos Luna Cabrera Gerente General	Participación de Enersis (directa e indirecta) 19,99% - Sin variación.
Capital suscrito y pagado (M\$) 18.255.163	Participación de Enersis (directa e indirecta) 36,59% - sin variación.	GNL QUINTERO
Directores titulares Rafael Zamorano Chaparro Gustavo Venegas Castro Pedro de la Sotta	GNL CHILE	Razón social GNL Quintero S.A.
Directores suplentes Luis Cerda Ahumada Mario Guevara Esturillo Alejandro Sáez Carreño	Razón social GNL Chile S.A.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Principales ejecutivos Rudolf Araneda Gerente General	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Razón social GNL Quintero S.A.
		Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada

RUT 76.788.080-4	Participación de Enersis (directa e indirecta) 12% - Sin variación.	RUT 76.107.186-6
Dirección Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile		Dirección Santa Rosa 76, piso 9
Teléfono (562) 499 0900	HIDROINVEST	Teléfono (562) 353 4606
Capital suscrito y pagado (M\$) 59.240.845	Razón social Hidroinvest S.A.	Capital suscrito y pagado (M\$) 500.000
Objeto social La sociedad tendrá por objeto: a) 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.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima	Objeto social 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.
Actividades que desarrolla Descarga, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado y gas natural.	Dirección Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina	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.
Directores titulares Claudio Iglesias Guillard Diego Hollweck Rafael Sotil Bidart Carlos Quintana Eduardo Morandé Montt	Teléfono (5411) 4307 3040	Ejecutivos Principales Pedro Carrizo Polanco Gerente General
Directores suplentes Patricio Silva Barroilhet Elizabeth Grace Spomer Rosa Herrera Martínez Juan Oliva Vásquez Francisco Gazmuri Schleyer	Capital suscrito y pagado (M\$) 33.021.025	Participación de Enersis (directa e indirecta) 99,99%
Principales ejecutivos Antonio Bacigalupo Gittins Gerente General	Objeto social La sociedad tiene como objeto adquirir 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.	Proporción sobre Activo de Enersis 0,02%
	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	INGENDESA
	Directores titulares Joaquín Galindo Vélez José Miguel Granged Bruñen José María Hidalgo Martín Mateos Fernando Claudio Antognazza Alfredo Ergas Segal (Gerente Regional de Finanzas Enersis S.A.) Juan Carlos Blanco Roberto José Fagan Carlos Martín Vergara	Razón social Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.
	Directores suplentes Francisco Monteleone Jorge Raúl Burlando Bonino Daniel Garrido Rodolfo Bettinsoli Fernando Boggini Rodrigo Quesada Sergio Camps Oscar Rigueiro	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
	Participación de Enersis (directa e indirecta) 57,64% - Sin variación.	RUT 96.588.800-4
	ICT	Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile
	Razón social ICT Servicios Informáticos Limitada	Teléfono (562) 630 9000
	Tipo de sociedad Sociedad de responsabilidad limitada	Capital suscrito y pagado (M\$) 2.600.176
		Objeto social El objeto de la sociedad es la prestación de servicios de ingeniería, inspección de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritajes, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, y, en general, de servicios de consultaría en todas sus especialidades, tanto en el país como en el extranjero.

Actividades que desarrolla Servicios de ingeniería.	RUT 79.913.810-7	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.
Directorio Juan Benabarre Benaiges Rafael de Cea Chicano Marcelo Álvarez Ríos	Dirección Miraflores 383, piso 29, Santiago, Chile	
Principales ejecutivos Gerencia General vacante	Teléfono (562) 378 4700	
Participación de Enersis (directa e indirecta) 59,98% - Sin variación.	Objeto social La adquisición, enajenación, comercialización y explotación de bienes raíces y sociedad de inversiones.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
INGENDESA DO BRASIL	Actividades que desarrolla Inmobiliaria.	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.
Razón social Ingendesa do Brasil Ltda.	Capital suscrito y pagado (M\$) 25.916.800	Principales ejecutivos Ignacio Blanco Fernández Gerente General
Tipo de sociedad Sociedad de Responsabilidad Limitada	Apoderados Andrés Salas Estrades Fernando Gardeweg Ried (Gerente Finanzas Nacionales Enersis)	Participación de Enersis (directa e indirecta) 64,90% sin variación
Dirección Praça Leoni Ramos, n°. 1, parte São Domingos, Niterói Rio de Janeiro, Brasil	Principales ejecutivos Andrés Salas Estrades Gerente General	Proporción sobre Activo de Enersis 0,49%
Teléfono (5521) 2232 9039	Alfonso Salgado Menchaca Hugo Ayala Espinoza	Participación de Enersis (directa e indirecta) 25,49% - Sin variación.
Capital suscrito y pagado (M\$) 133.845	Relaciones comerciales Arrendamiento de inmuebles, prestación de servicios de mesa de dinero, contabilidad, tributaria y otros. Cuenta corriente mercantiles.	
Objeto social El 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.	Participación de Enersis 100% - Sin variación.	
Actividades que desarrolla Servicios de ingeniería.	Proporción sobre Activo de Enersis 0,21%	
Apoderado Sergio Ribeiro Campos	INVERSIONES DISTRILIMA	INVERSIONES ENDESA NORTE
Participación de Enersis (directa e indirecta) 59,98% - Sin variación.	Razón social Inversiones Distrilima S.A.	Razón social Inversiones Endesa Norte S.A.
INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO	Tipo de sociedad Sociedad Anónima cerrada	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Razón social Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Dirección Jr. Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel, Lima, Perú.	RUT 96.887.060-2
Tipo de sociedad Sociedad de Responsabilidad Limitada	Teléfono (511) 561 1604	Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile
	Capital suscrito y pagado (M\$) 32.841.625	Teléfono (562) 630 9000
	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	Objeto social La sociedad tiene por objeto efectuar inversiones en proyectos energéticos en el Norte de Chile, vinculados a las sociedades del Proyecto GasAtacama.
		Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
		Capital suscrito y pagado (M\$) 92.571.642

Directores titulares
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Escaffi Johnson
Vacante

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Raúl Arteaga Errázuriz
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Juan Benabarre Benaiges
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social
Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT
76.014.570-K

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 366 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\$)
173.227.845

Directores titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Eduardo Escaffi Johnson
Gonzalo Dulanto Letelier

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Ojea Quintana
Vacante

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

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 social (\$Colombianos)
5.000.000

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
Cristián Herrera Fernández

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
21,73% - Sin variación.

INVESTLUZ

Razón social
Investluz S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rua Padre Valdevino, N° 150-Parte, Fortaleza,
Ceará, Brasil

Teléfono
(5585) 3216 1350

Capital suscrito y pagado (M\$)
186.205.654

Objeto social
Participar del capital social de la Companhia Energetica do Ceará y en otras sociedades, en Brasil y en el exterior, en calidad de socio o accionista.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Sociedad sin Directorio

Comité de Gerentes
Abel Alves Rochinha
Luis Carlos Ortins de Bettencourt
Olga Jovana Carranza Salazar
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Cristine de Magalhães Marcondes

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,10% (sin variación)

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) 634 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.

Principales ejecutivos
Claudio Inzunza Díaz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

PANGUE

Razón social
Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT 96.589.170-6	Principales ejecutivos Lucio Castro Márquez Gerente General	Dirección Avda. España 3251, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile	Participación de Enersis (directa e indirecta) 55,57% - Sin variación.	Teléfono (5411) 4361 5107
Teléfono (562) 630 9000		Capital suscrito y pagado (\$Argentinos) 12.000
Objeto social Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones, permisos, derechos y mercedes respectivas.	PROGAS	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 (CMMESA). 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 Generación de energía eléctrica.	Razón social Progas S.A.	
Capital suscrito y pagado (M\$) 91.131.129	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	
Directorio Alan Fischer Hill Alejandro García Chacón Humberto Espejo Paluz	RUT 77.625.850-4	
Principales ejecutivos Lionel Roa Burgos Gerente General	Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile	
Participación de Enersis (directa e indirecta) 56,97% - Sin variación.	Teléfono (562) 366 3800	
PEHUENCHE	Objeto social Desarrollar en la regiones I, II y III del país, los siguientes giros: a) La adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural; b) La adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; c) 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; d) Toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.	Actividades que desarrolla Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.
Razón social Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Actividades que desarrolla Suministro de gas.	Directores titulares Ricardo Héctor Sericano Osvaldo Ernesto Rolando Leandro Ostuni Eduardo Maggi
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Abierta	Capital suscrito y pagado (M\$) 1.495	Directores suplentes Abel Cresta Leonardo Félix Druker José Luis Marinelli Pedro Rosenfeld
RUT 96.504.980-0	Directorio Rudolf Araneda Kauert Luis Cerda Ahumada Pedro De La Sotta Sánchez	Principales ejecutivos Francisco Cerar
Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile	Principales ejecutivos Alejandro Sáez Carreño Gerente General	Participación de Enersis (directa e indirecta) 32,69% - Sin variación.
Teléfono (562) 630 9000	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.	SAN ISIDRO
Objeto social La sociedad tiene por objeto la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.	SACME	Razón social Compañía Eléctrica San Isidro S.A.
Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Razón social Sacme S.A.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Capital suscrito y pagado (M\$) 200.319.020	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	RUT 96.783.220-0
Directorio Alan Fischer Hill Alejandro García Chacón Pedro Gatica Kerr Humberto Espejo Paluz Eduardo Escaffi Johnson		Dirección Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 630 9000

Objeto social
Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones, mercedes y derechos respectivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
39.005.904

Directores titulares
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Pedro Gatica Kerr
Humberto Espejo Paluz
Ricardo Santibáñez Zamorano

Directores suplentes
Osvaldo Muñoz Díaz
Carlo Carvallo Artiga
Claudio Betti Pruzzo
Rodrigo Naranjo Martorell
Enrique Lozán Jiménez

Principales ejecutivos
Claudio Iglesias Guillard
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A N° 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C.
Colombia.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.439

Objeto social
La empresa tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de puertos, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de un puerto multipropósito.

Directores Titulares
Fernando Gutiérrez Medina
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores Suplentes
Gustavo Gómez Cerón

Alba Lucía Salcedo
Luís Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutiérrez Medina
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
16,37%

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\$)
3.135.978

Objeto social
Dedicarse en forma habitual, por cuenta propia y de terceros o asociada a terceros, a la 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
José Miguel Granged Bruñen
Roberto José Fagan

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% Sin variación.

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN

Razón social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Domicilio
Elvira Rawson de Dellepiane 150
Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
58.855

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
José María Vázquez
Claudio O. Majul
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Milton Gustavo Tomás Pérez
Jorge Aníbal Rauber
Gerardo Carlos Paz
Guillermo Luis Fiad
Vacante

Directores suplentes
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
Patricio Ricardo Testorelli
Omar Ramiro Algacibiur
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rigoberto Orlando Mejía Aravena

Principales ejecutivos
Claudio Omar Majul
Gerente General

Rubén Bonet
Guillermo Paillet

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
8,32%- 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
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
58.855

Objeto social

La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directores titulares

José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Adrián Salvatore
José María Vásquez
Milton Gustavo Tomás Pérez
Jorge Aníbal Rauber
Gerardo Carlos Paz
Guillermo Luis Fiad
Rigoberto Mejía Aravena

Directores suplentes

Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Leonardo Marinaro
Leonardo Pablo Katz
Patricio Testorelli
Omar Ramiro Algacibiur
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Vacante

Principales ejecutivos

Daniel Garrido
Gerente General

Gustavo Manifiesto

Óscar Zapiola
Sergio Gusta Schmois

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
8,32% - Sin variación.

TESA**Razón social**

Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11, Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M\$)

8.759.405

Objeto social

El objeto social comprende 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. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica.

Directores titulares

José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores suplentes

José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos

Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

TRANQUILLOTA**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

Teléfono

(562) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.404.446

Objeto social

La empresa tiene por objeto social el 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

Gabriel Carvajal Menególez

Enrique Donoso Moscoso
Ricardo Santibáñez Zamorano

Apoderados suplentes

Eduardo Calderón Avilés
Carlos Ferruz Bunster
Ricardo Sáez Sánchez
Vacante

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
29,99% - 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

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono

(562) 690 5081

Capital suscrito y pagado (M\$)

46.709.460

Objeto social

Ejecución, construcción y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas.

Actividades que desarrolla

Concesionaria de obra pública.

Directores titulares

Eduardo Escaffi Johnson
Luis Larumbe Aragón
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos

Maximiliano Ruiz Ortíz
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enersis S.A. con sus filiales o coligadas que influyan significativamente en las operaciones de Enersis S.A.
2. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem proporción sobre activo de Enersis, Enersis no posee inversión directa.
3. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem relaciones comerciales, Enersis no posee relación comercial.



Declaración de responsabilidad

Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enersis 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
Pablo Yrarrázaval Valdés
Rut: 5.710.967-K



VICEPRESIDENTE
Andrea Brentan
Pasaporte: YA0688158



DIRECTOR
Rafael Miranda Robredo
Rut: 48.070.966-7



DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR
Eugenio Tironi Barrios
Rut: 5.715.860-3



DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
Rut: 5.719.922-9



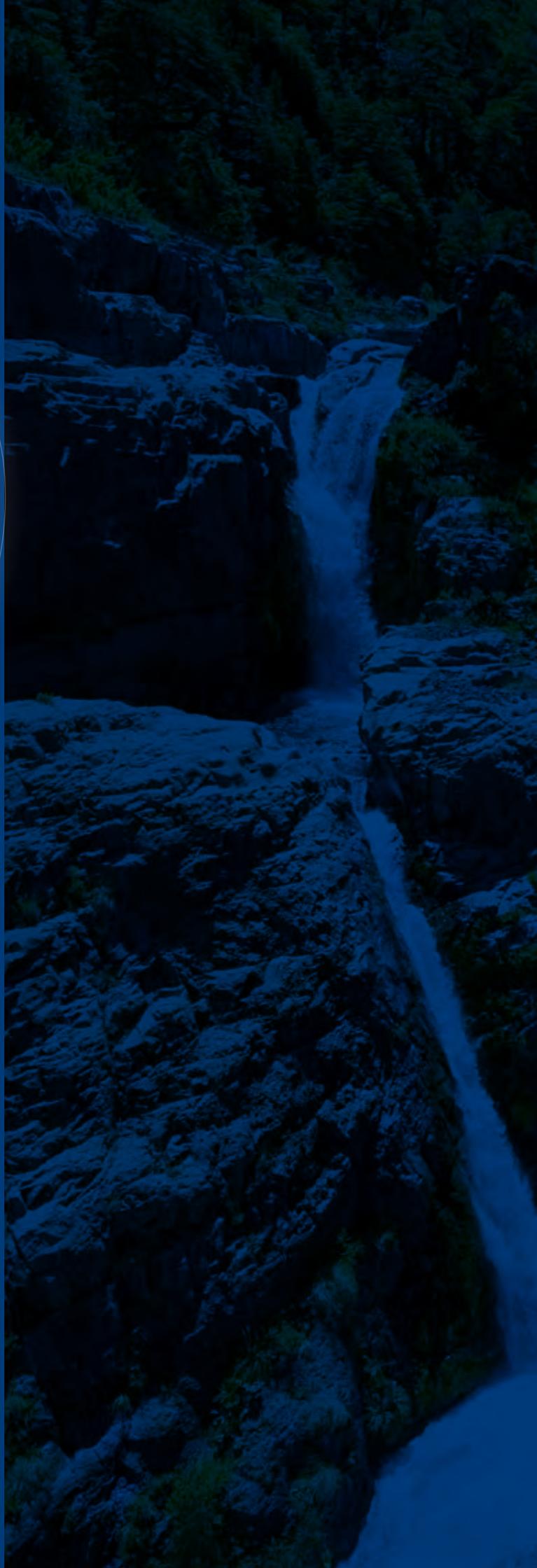
DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Rut: 6.429.250-1

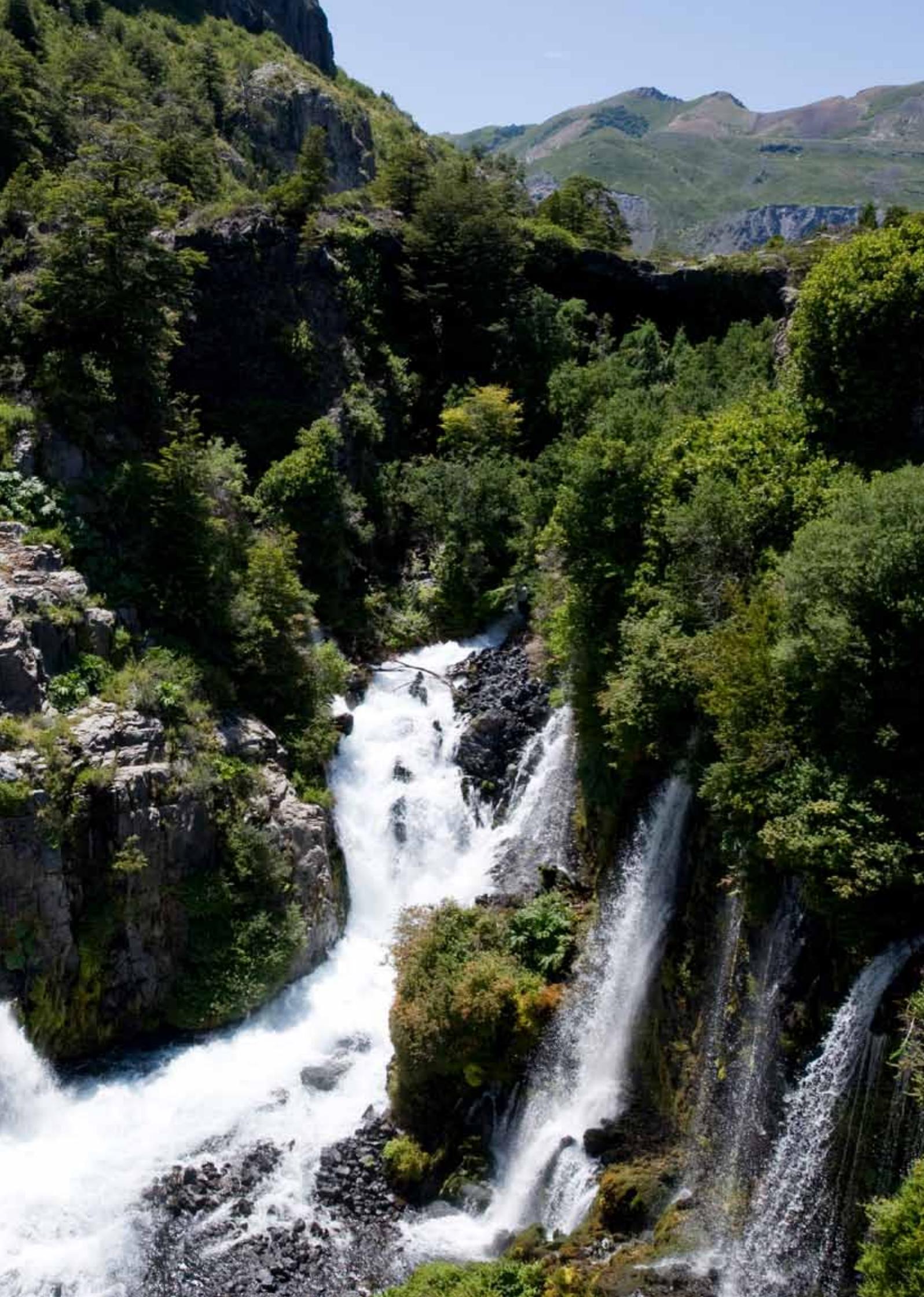


GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
Rut: 22.298.662-1



Estados
financieros
consolidados







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 26 de Abril de 2011, 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 2011.

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.

Roberto Lausen Kuhlmann
Inspector de Cuenta

Luis Bone Solano
Inspector de Cuenta

Santiago, 26 de Enero de 2012.



Ernst & Young Chile
Universidad de Chile, Av. Santa Rosa 1
1.º y 2.º piso
Santiago
Tel: +56 2 2096 1000
Fax: +56 2 2096 1000
www.ey.com

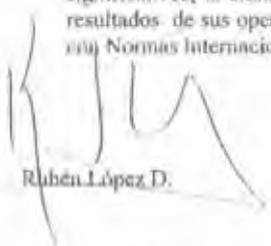
Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores
Energis S.A.

Hemos efectuado una auditoría al estado de situación financiera consolidado de Energis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2011 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Energis S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, con base en la auditoría que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros de ciertas afiliadas y coligadas cuyos estados financieros reflejan activos ascendentes a un 34% del estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 e ingresos que representan un 32% de los ingresos totales consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2011. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida que se relaciona con las cifras correspondientes a esas sociedades, está basada únicamente en tales informes. Los estados financieros consolidados de Energis S.A. y filiales por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos, con fecha 26 de enero de 2011.

Nuestra auditoría fue efectuada 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 están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría y el informe de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Energis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.


Rubén López D.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 31 de enero de 2012.

Estados de situación financiera consolidados

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 (En miles de pesos)

Activos	Nota	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.219.921.268	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	6	939.220	7.817.509
Otros activos no financieros corriente		72.466.312	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	977.602.388	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	35.282.592	20.471.607
Inventarios	9	77.925.544	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	10	141.827.684	137.987.341
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		2.525.965.008	2.264.374.686
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	73.893.290
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	73.893.290
Activos corrientes totales		2.525.965.008	2.338.267.976
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	6	37.355.061	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes		109.501.108	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	7	443.328.450	319.567.960
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	13.193.262	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.467.398.214	1.452.586.405
Plusvalía	14	1.476.404.126	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	15	7.242.731.006	6.751.940.655
Propiedad de inversión	16	38.055.889	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	17	379.938.628	452.634.364
Total de activos no corrientes		11.207.905.744	10.667.577.131
Total de activos		13.733.870.752	13.005.845.107

Patrimonio y pasivos	Nota	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	18	672.082.338	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.235.064.459	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	157.177.638	148.202.260
Otras provisiones corrientes	22	99.702.654	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	10	235.853.242	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes		60.653.304	35.790.548
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.460.533.635	2.342.647.097
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	64.630.389
Pasivos corrientes totales		2.460.533.635	2.407.277.486
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.271.355.293	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	14.304.607	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	22	202.573.641	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	17	508.438.255	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	277.526.013	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes		102.985.451	33.997.334
Total pasivos no corrientes		4.377.183.260	4.084.539.665
Total pasivos		6.837.716.895	6.491.817.151
Patrimonio			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.232.968.880	2.103.689.509
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.895.728.606	3.735.544.636
Participaciones no controladoras	24.6	3.000.425.251	2.778.483.320
Patrimonio total		6.896.153.857	6.514.027.956
Total de patrimonio y pasivos		13.733.870.752	13.005.845.107

Estados de resultados integrales consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 (En miles de pesos)

Estado de resultados integrales	Nota	enero - diciembre		
		2011	2010	2009
Ganancia (pérdida)		M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615
Otros ingresos, por naturaleza	25	280.628.255	384.351.289	358.772.038
Total de ingresos		6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)
Margen de contribución		2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		50.173.112	44.869.365	33.730.519
Gastos por beneficios a los empleados	27	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)
Gasto por depreciación y amortización	28	(424.900.036)	(449.017.275)	(454.369.959)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)
Otros gastos por naturaleza	29	(540.698.397)	(450.434.769)	(457.689.197)
Resultado de explotación		1.566.310.709	1.704.300.738	1.927.445.469
Otras ganancias (pérdidas)	30	(4.814.294)	11.983.434	50.640.278
Ingresos financieros	31	233.612.869	171.236.948	159.670.405
Costos financieros	31	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	8.465.904	1.015.739	2.235.579
Diferencias de cambio	31	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
Resultado por unidades de reajuste	31	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.333.377.312	1.446.695.376	1.671.065.180
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
Ganancia (pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		375.471.254	486.226.814	660.231.043
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		497.069.366	614.461.594	651.096.527
Ganancia (pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	11,50	14,89	20,22

Estados de resultados integrales consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 (En miles de pesos)

Estado de resultados integrales	Nota	enero - diciembre		
		2011 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Ganancia (pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		211.929.739	(138.554.045)	(246.854.956)
Total diferencias de cambio por conversión		211.929.739	(138.554.045)	(246.854.956)
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(55.959)	(179)	61.031
Total activos financieros disponibles para la venta		(55.959)	(179)	61.031
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(79.722.581)	50.576.145	201.567.024
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(8.309.911)	(19.664.842)	(8.765.356)
Total coberturas del flujo de efectivo		(88.032.492)	30.911.303	192.801.668
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(62.246.623)	(48.495.375)	(15.599.453)
Total otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		61.594.665	(156.138.296)	(69.591.710)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		9.513	31	(10.528)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		14.110.400	(5.301.050)	(33.917.966)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		23.078.884	16.515.279	1.369.374
Total de impuestos a las ganancias		37.198.797	11.214.260	(32.559.120)
Total otro resultado integral		98.793.462	(144.924.036)	(102.150.830)
Total resultado integral		971.334.082	955.764.372	1.209.176.740
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		368.568.685	396.687.094	655.007.019
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		602.765.397	559.077.278	554.169.721
Total resultado integral		971.334.082	955.764.372	1.209.176.740

Estado de cambios en el patrimonio

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 (En miles de pesos)

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en otras reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			60.106.895	(41.093.728)	(25.887.747)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		25.887.747
Total de cambios en patrimonio	-	-	63.343.778	(41.093.728)	-
Saldo final al 31/12/2011	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-
Saldo inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	26.100.491	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(83.694.320)	14.682.972	(20.528.498)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					20.528.498
Total de cambios en patrimonio	-	-	(83.694.320)	14.682.972	-
Saldo final al 31/12/2010	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-
Saldo inicial al 01/01/2009	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(61.975.971)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(86.986.401)	88.076.462	(6.346.219)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					6.346.219
Total de cambios en patrimonio	-	-	(86.986.401)	88.076.462	-
Saldo final al 31/12/2009	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	26.100.491	-

Cambios en otras reservas

	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total patrimonio
	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
				375.471.254	375.471.254	497.069.366	872.540.620
	(27.989)	-	(6.902.569)		(6.902.569)	105.696.031	98.793.462
					368.568.685	602.765.397	971.334.082
				(209.886.734)	(209.886.734)		(209.886.734)
		8.682.538	37.807.168	(36.305.149)	1.502.019	(380.823.466)	(379.321.447)
	(27.989)	8.682.538	30.904.599	129.279.371	160.183.970	221.941.931	382.125.901
	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	3.000.425.251	6.896.153.857
	41.699	(1.505.891.534)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
				486.226.814	486.226.814	614.461.594	1.100.688.408
	126		(89.539.720)		(89.539.720)	(55.384.316)	(144.924.036)
					396.687.094	559.077.278	955.764.372
				(179.622.013)	(179.622.013)		(179.622.013)
			20.528.498	(20.528.498)	-	(639.118.047)	(639.118.047)
	126	-	(69.011.222)	286.076.303	217.065.081	(80.040.769)	137.024.312
	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
	9.565	(1.505.891.534)	(1.283.898.329)	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220
				660.231.043	660.231.043	651.096.527	1.311.327.570
	32.134	-	(5.224.024)		(5.224.024)	(96.926.806)	(102.150.830)
					655.007.019	554.169.721	1.209.176.740
				(227.842.344)	(227.842.344)		(227.842.344)
			6.346.219	(6.346.219)	-	(633.461.972)	(633.461.972)
	32.134	-	1.122.195	426.042.480	427.164.675	(79.292.251)	347.872.424
	41.699	(1.505.891.534)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644

Estados de flujos de efectivos consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 (En miles de pesos)

Estado de flujo de efectivo indirecto	Nota	enero - diciembre		
		2011 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Ganancia (pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)				
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	460.836.692	346.006.968	359.737.610
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		(9.318.985)	13.375.040	31.682.662
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(10.784.206)	(164.046.056)	112.512.315
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación (*)		(233.612.869)	(171.236.948)	(159.670.405)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(179.339.834)	128.804.617	(218.629.211)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación (*)		490.503.566	453.413.957	460.691.298
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	424.900.036	449.017.275	454.369.959
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	136.157.459	108.373.429	85.285.525
Ajustes por provisiones		(83.616.655)	(29.193.303)	16.436.304
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(20.305.690)	(11.572.474)	8.235.523
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(8.465.904)	(1.015.739)	(2.235.579)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		242.957.656	71.286.149	(53.398.066)
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		1.209.911.266	1.193.212.915	1.095.017.935
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(361.092.038)	(349.296.688)	(367.981.146)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(22.913.382)	(1.189.488)	(34.668)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.698.446.466	1.943.415.147	2.038.329.691
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	5.c	12.662.234	-	(290.471.658)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	-	(19.912.162)
Préstamos a entidades relacionadas		(25.500)	-	(8.615.091)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		6.048.912	8.889.879	7.559.368
Compras de propiedades, planta y equipo		(498.142.062)	(473.921.829)	(526.521.933)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		8.965.592	1.424.691	5.292.416
Compras de activos intangibles		(187.864.119)	(227.418.842)	(209.939.738)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		41.114	-	190.166.892
Compras de otros activos a largo plazo		-	-	(12.641)
Dividendos recibidos		4.025.233	3.278.931	2.675.741
Intereses recibidos		19.611.804	6.807.678	4.346.438
Otras entradas (salidas) de efectivo		10.707.112	(94.841.624)	(21.834.208)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(623.969.680)	(775.781.116)	(867.266.576)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		646.273.100	263.124.754	826.440.011
Total importes procedentes de préstamos		646.273.100	263.124.754	826.440.011
Préstamos de entidades relacionadas		9.128.650	821.636	-
Pagos de préstamos		(629.404.409)	(740.286.720)	(1.283.351.536)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(11.478.851)	(24.129.963)	(3.171.884)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	-	(16.986.597)
Dividendos pagados		(648.107.205)	(556.087.040)	(578.607.484)
Intereses pagados		(248.096.873)	(244.595.847)	(252.736.851)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9.743.963)	18.132.411	8.350
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(891.429.551)	(1.283.020.769)	(1.308.405.991)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		183.047.235	(115.386.738)	(137.342.876)
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		75.518.996	(58.159.046)	(45.818.128)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		258.566.231	(173.545.784)	(183.161.004)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

(*) Incluye intereses devengados

Estados financieros consolidados

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(En miles de pesos)

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 Endesa, S.A., entidad española 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 Unico Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.884 trabajadores al 31 de diciembre de 2011. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2011 fue de 11.039 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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 2010 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de enero de 2011 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2011, 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 del entorno económico principal en el que opera Enersis. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.m.

Nota 2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados

2.1. Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2011 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 31 de enero de 2012.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2009 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 los criterios del Comité de Interpretaciones de las NIIF (en adelante, "CINIIF").

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011:

<u>Normas, interpretaciones y enmiendas</u>	<u>Aplicación obligatoria para:</u>
Enmienda a NIC 32: Clasificación de las emisiones de derechos. Requiere que los derechos, opciones o certificados de opción de compra de un determinado número de instrumentos de patrimonio propio de la entidad, por un monto fijo en cualquier moneda, constituirán instrumentos de patrimonio si la entidad ofrece dichos derechos a todos los accionistas de manera proporcional.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio Establece que los instrumentos de patrimonio emitidos por una entidad a favor de un acreedor para cancelar un pasivo financiero, íntegra o parcialmente, constituyen una "contraprestación pagada". Estos instrumentos de patrimonio serán registrados a su valor razonable en su reconocimiento inicial, salvo que no sea posible determinar este valor con fiabilidad, en cuyo caso se valorarán de forma que reflejen la mejor estimación posible de su valor razonable.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.
NIC 24 Revisada: Revelaciones de partes relacionadas Clarifica la definición de partes relacionadas y actualiza los requisitos de divulgación. Se incluye una exención para ciertas revelaciones de transacciones entre entidades que están controladas, controladas en forma conjunta o influidas significativamente por el Estado.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
Enmienda a CINIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación Se elimina cierta consecuencia no deseada, derivada del tratamiento de los pagos anticipados de las aportaciones futuras, en algunas circunstancias en que existe la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación por prestaciones definidas.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010). Afecta a las normas: NIIF 1, NIIF 3, NIIF 7, NIC 1, NIC 27, NIC 34 y CINIIF 13.	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2011 no han variado respecto a los utilizados en 2010.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 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:
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar Modifica los requisitos de información cuando se transfieren activos financieros, con el fin de promover la transparencia y facilitar el análisis de los efectos de sus riesgos en la situación financiera de la entidad.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.
Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias Proporciona una excepción a los principios generales de la NIC 12 para las propiedades de inversión que se midan usando el modelo de valor razonable contenido en la NIC 40 "Propiedades de Inversión".	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2012.
Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros Modifica aspectos de presentación de los componentes de los "Otros resultados integrales". Se exige que estos componentes sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancia.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.
NIIF 10: Estados financieros consolidados Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados, que aplica a todas las entidades (incluyendo las entidades de cometido específico o entidades estructuradas).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
NIIF 11: Acuerdos conjuntos Redefine el concepto de control conjunto, alineándose de esta manera con NIIF 10, y requiere que las entidades que son parte de un acuerdo conjunto determinen el tipo de acuerdo (operación conjunta o negocio conjunto) mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones. La norma elimina la posibilidad de consolidación proporcional para los negocios conjuntos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
NIIF 13: Medición del valor razonable Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
Nueva NIC 27: Estados financieros separados Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
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.
NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 10, NIIF 11, NIIF 12 y NIIF 13 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de Normas, Interpretaciones 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.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (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 Nota 23).
- 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 20).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 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.o).

A pesar de que estas 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 modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4. Entidades filiales y de control conjunto

Se consideran sociedades filiales aquellas en las que la Sociedad Matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas. Por otra parte, se consideran sociedades de control conjunto aquellas en las que la situación descrita en el párrafo anterior se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

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 y entidades controladas en forma conjunta.

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

Durante el primer trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones),

en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 11.

La salida de CAM y Synapsis del perímetro de consolidación de Enersis ha supuesto una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 80.050.947 en los activos corrientes, M\$ 31.003.337 en los activos no corrientes, M\$ 56.359.935 en los pasivos corrientes y de M\$ 14.558.579 en los pasivos no corrientes. Durante el ejercicio 2010 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis.

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Variaciones del perímetro de consolidación del Grupo Enersis" se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

Aunque el Grupo Enersis posee una participación inferior al 50% en Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa"), y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que el Grupo, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce el control de las citadas sociedades.

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 "sociedad de control 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

Son Sociedades Asociadas aquellas en las que Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas.

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.

Las sociedades controladas en forma conjunta se consolidan proporcionalmente. El Grupo reconoce, línea a línea, su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de dichas entidades, de tal forma que la agregación de saldos y posteriores eliminaciones tienen lugar, sólo, en la proporción que el Grupo ostenta en el capital social de las mismas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales y de aquellas controladas en forma conjunta, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha efectiva de adquisición y hasta la fecha efectiva de enajenación o finalización del control conjunto, según corresponda.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, y de aquellas controladas en forma conjunta, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, o sociedad controlada en forma conjunta, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, 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, ésta se registra con abono a resultados.
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. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 24.2).
Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, han sido traspasados a reservas, en consideración a la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" (ver Nota 24.5).
Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas proporcionalmente.

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, plantas y equipos

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 periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,89% y un 15,5%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 35.945.738, M\$ 15.137.380 y M\$ 9.137.217 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 32.042.815, M\$ 26.741.111 y M\$ 16.723.291 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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 actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (ver Nota 24.5).

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 se revisa 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.

<u>Clases de propiedades, plantas y equipos</u>	<u>Intervalo de años de vida útil estimada</u>
Edificios	22 - 100
Planta y equipos	3 - 65
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:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-25
Renovables	35
Instalaciones de transporte y distribución:	
Red de alta tensión	10-60
Red de baja y media tensión	10-60
Equipos de medida y telecontrol	3-50
Otras instalaciones	4-25

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	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	76 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	12 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	76 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	76 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	16 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	30 años	20 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	9 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	11 años

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios", norma que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3d.1).

El 19 de abril de 2011, nuestra filial CIEN completó exitosamente el cambio de su modelo de negocios que veníamos informando anteriormente. 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.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 se reconocen siguiendo los criterios generales. 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.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, plantas y equipos se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 16.

c) Plusvalía

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 identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía.

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 y pasivos adquiridos 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 que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF, esto es 1 de enero de 2004, se mantiene por el valor neto registrado a esa fecha, en tanto que las originadas con posterioridad se mantienen valoradas a su costo de adquisición (ver Nota 24.5 y 14).

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).

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 2011, 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

La CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. 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.I)

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 2011 y 2010 no se activaron gastos financieros (M\$ 1.992.733 durante el ejercicio 2009).

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 18.130.297, M\$ 18.128.254 y M\$ 17.007.228, respectivamente.

Nuestras filiales que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	16 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	5 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, se ha reconocido una cuenta por cobrar a costo amortizado (ver Nota 3.g.1 y Nota 7).

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 ascendió a M\$ 843.403 y M\$ 18.404 al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 no se registraron gastos por este concepto.

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

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.

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 de mercado 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, comprendidas en un rango entre un 3,2% y 7,9%, 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.

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 2011 y 2010 fueron las siguientes:

País	Moneda	2011		2010	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,0%	10,1%	7,5%	8,8%
Argentina	Peso argentino	15,0%	17,1%	15,0%	16,9%
Brasil	Real brasileño	9,5%	11,6%	9,6%	10,8%
Perú	Nuevo sol peruano	7,3%	9,3%	7,9%	8,1%
Colombia	Peso colombiano	8,9%	10,9%	9,6%	9,8%

En el caso de que el monto recuperable 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.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, 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.

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, 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.
- 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.

f) Arrendamientos

El Grupo aplica CINIIF 4 para evaluar si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. 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.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto 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 12) y las mantenidas para la venta (Nota 11), en cuatro categorías:

- Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas: Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.
El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el 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.
- Inversiones disponibles para la venta: Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 6).
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 de mercado 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 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 periodos 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 20, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

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 "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- Coberturas de flujos de efectivo: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspaasa 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.
- 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 y clasificación de los instrumentos financieros

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración el descuento de los flujos de caja esperados 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.

En consideración a los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

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); y

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

g.6) Baja de activos 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.)

h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en asociadas sobre las que el Grupo posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación 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 (plusvalía). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación 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", se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

j) 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 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".

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio Total: "Acciones propias en cartera". Al 31 de diciembre de 2011 no existen acciones propias

en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2011 ni durante los ejercicios 2010 y 2009 transacciones con acciones propias.

I) 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.

I.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, se reconocen inmediatamente con cargo a resultados en la medida en que los beneficios estén devengados.

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 contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

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 en el rubro "Patrimonio Total: Ganancias (pérdida) acumuladas".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se

producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada 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.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses 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.

o) Impuesto a las ganancias

El resultado 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.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, 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.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

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 entidades bajo control conjunto, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias 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 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.

q) Ganancia (pérdida) por acción

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

Durante los ejercicios 2011, 2010 y 2009, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores. Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social

de Enersis, es prácticamente imposible, al cierre de cada período se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del año, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” o en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 8.3).

t) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan 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

En los países de Latinoamérica en que el Grupo opera existen distintas regulaciones. A continuación se explican las principales características de cada uno de los negocios.

4.1. Generación

Chile

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (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, por último, el recientemente creado 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. 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.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, los que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo 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 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 realizadas en el CDEC.

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) 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 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.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 kW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

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

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

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

En materia de energías renovables, 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%.

Resto de Latinoamérica

En los otros países de Latinoamérica en que Endesa Chile opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Argentina, Perú y Colombia permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de 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 misma. A diferencia de lo que ocurre en Chile, las empresas públicas participan en el sector eléctrico conjuntamente con empresas de capitales privados tanto en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.

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 cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituyen Brasil, país en el cual, 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 cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos; y Argentina, donde, pese a que el gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como "Energía Plus", el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado. El 25 de noviembre del año 2010 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes del mercado de generación eléctrica mediante el cual, entre otros aspectos, se busca incrementar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, destinando para su financiamiento parte de la deuda que el Estado mantiene actualmente con estas empresas eléctricas.

En estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot.

No obstante, cabe señalar que en la actualidad Argentina y Perú tienen intervenidos, en mayor o menor grado, la formación de precio en estos mercados marginalistas de generación. Argentina, desde que se produjo la crisis de 2002 y Perú, a raíz de una reciente normativa de emergencia surgida en 2008, que define un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad.

Tanto en Colombia, Brasil, Perú y Argentina 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, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

En Argentina, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, luego de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando a la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras. Adicionalmente, la energía que pueden vender los generadores está limitada a la demanda que cada generador tenía vendida a través de contratos en el período mayo-junio 2005.

En Brasil 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.

Las distribuidoras en Colombia tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, 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.

En Perú, al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones de energía a partir de los requerimientos de éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), el que se define de un cálculo centralizado. Sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones. La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

Salvo en Colombia, en todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable. En términos prácticos, no existen incentivos u obligaciones como las definidas en Chile que hagan competitiva a mayor escala estas tecnologías. Es la autoridad la que debe promover procesos licitatorios específicos con condiciones especiales para viabilizar estos proyectos.

4.2. Distribución

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. En abril de 2009 se publicaron las fórmulas tarifarias cuya vigencia abarca desde noviembre de 2008 a noviembre de 2012.

Resto de Latinoamérica

Similarmente, en Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del próximo periodo 2009-2013.

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) (ii) Reajuste anual, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el periodo 2009-2014; y para Coelce abarca el periodo 2007-2011. A final de 2011 el regulador ANEEL emitió las modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones periódicas, uno de cuyos principales cambios se refiere a la disminución del WACC. Por otra parte, los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Coelce en abril de 2010 y para Ampla en marzo de 2011. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el periodo 2011-2015 y el reajuste anual están en proceso, con base en la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo, y estarán efectivas en abril de 2012.

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG estableció en 2008 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución y una nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa para el periodo 2009-2013. Durante 2011 la CREG realizó un estudio sobre el índice de productividad de la actividad de comercialización y emitió las resoluciones definitivas del Reglamento de Comercialización y de los planes de gestión de pérdidas. El proceso de revisión del cargo de comercialización se realizará durante 2012.

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después del default del país en 2001. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. A partir de este año se han efectuado reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC); el último ajuste por aplicación del mecanismo MMC correspondió al periodo mayo 2007-octubre 2007 y se mantienen pendientes los ajustes MMC no trasladados a tarifa para los periodos posteriores a esta fecha. En julio de 2008 se autorizaron aumentos para clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un pass-through a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2010, y reanudada en octubre de 2010. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE; se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral-RTI contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión. A finales de 2011 el Gobierno anunció la reducción de subsidios estatales; se estableció un aumento de los precios estacionales para clientes de determinadas actividades comerciales e industriales, así como para algunos segmentos de clientes residenciales en zonas geográficas específicas.

- Mercado de clientes no regulados

En todos los países las 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
Chile	> 500 kW
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (*)

(*). En Perú en abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre.

- Límites a la integración y concentración

En general, la legislación defiende la libertad de competencia y define criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

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 transporte es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 no pueden estar integradas verticalmente. Las generadoras no pueden participar en una empresa de distribución en más de un 25% y viceversa. Por otro lado, en Perú se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un negocio, deseen entrar en la propiedad de una empresa en otro negocio.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina y Chile no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, para el sector de generación y comercialización, las empresas no pueden tener participaciones superiores al 25% del mercado. Finalmente en el caso de Brasil, desde 2007 no hay restricciones a la integración de la generación. En distribución existen límites de concentración, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración del 20% en ambos segmentos y a nivel de subsistema eléctrico, el límite es el 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

- Acceso a la red

En todos los países el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso es regulado por la autoridad.

En Perú en el año 2009 concluyó el proceso de fijación del peaje que reconoce las inversiones en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo julio 2006 - abril 2013, que rigen a partir del 1° de noviembre del 2009.

En Chile durante el año 2010 se desarrolló parte del proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra ingresó al Panel de Expertos sus discrepancias el 3 de junio de 2011 y expuso

sus fundamentos en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo el 26 de octubre, en base al cual se espera que el Ministerio de Energía publique durante el primer trimestre de 2012 el Decreto de tarifas de subtransmisión. Este Decreto tendrá efecto retroactivo a enero de 2011.

Nota 5. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 es la siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Efectivo en caja	1.287.851	279.960	2.033.228
Saldos en bancos	269.065.858	186.975.512	280.296.850
Depósitos a corto plazo	398.152.529	518.742.837	631.827.134
Otros instrumentos de renta fija	551.415.030	255.356.728	220.743.609
Total	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

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 30 días. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
\$ Chilenos	535.594.942	322.190.328	171.799.777
\$ Arg	27.058.157	45.357.753	28.624.735
\$ Col	268.199.899	150.964.209	395.598.094
Real	278.155.164	309.896.646	370.793.677
Soles	38.902.348	39.467.666	21.485.345
US\$	72.010.758	93.478.435	146.599.193
Total	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

c) A continuación se muestran los montos recibidos, producto de desapropiaciones de subsidiarias:

Desapropiaciones de subsidiarias	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	31.486.668	-	(23.744.357)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(18.824.434)	-	3.832.195
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(21.311.336)	-	12.828.632
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	(8.649.102)	-	(7.083.530)

(*) ver nota 2.4.1

Nota 6. Otros activos financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.805.803	2.422.288
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	86.852	88.909
Beneficios post-empleo (Superávit) (*)	-	-	-	3.352.698
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	7.735.440	20.793.960	29.461.230
Instrumentos derivados de cobertura (**)	748.078	64.518	12.178.355	27.212.944
Instrumentos derivados de no cobertura (***)	47.504	17.551	-	91.262
Otros activos	143.638	-	1.490.091	339.391
Total	939.220	7.817.509	37.355.061	62.968.722

(*) ver nota 23.2

(**) ver nota 20.2.a

(***) ver nota 20.2.b

Nota 7. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Saldo al			
	31/12/11		31/12/10	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.166.221.729	444.327.960	1.216.533.291	335.892.068
Deudores comerciales, bruto	1.064.550.354	182.387.693	1.124.250.876	206.462.719
Otras cuentas por cobrar, bruto	101.671.375	261.940.267	92.282.415	129.429.349

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Saldo al			
	31/12/11		31/12/10	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	977.602.388	443.328.450	1.038.098.240	319.567.960
Deudores comerciales, neto (1)	882.853.961	181.435.318	953.663.462	190.617.091
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	94.748.427	261.893.132	84.434.778	128.950.869

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluía cuentas por cobrar por M\$ 40.398.048 que nuestra filial Cachoeira Dourada S.A. mantenía pendiente de cobro a la Compañía de Electricidade de Goiás (CELG), que es una empresa estatal del estado de Goiás, desde de años anteriores. CELG finalmente ha obtenido el financiamiento necesario para hacer frente a sus obligaciones y durante el mes de diciembre de 2011 pagó los montos adeudados.

(2) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 212.947.609 al 31 de diciembre de 2011 y M\$ 122.301.426 al 31 de diciembre de 2010.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses, salvo por las cuentas a cobrar que se generaron en la aplicación de la CINIIF 12.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales del Grupo.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

b) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	81.387.613	124.589.681
Con antigüedad entre tres y seis meses	38.450.793	33.311.703
Con antigüedad entre seis y doce meses	30.144.689	29.193.251
Con antigüedad mayor a doce meses	114.487.265	147.592.648
Total	264.470.360	334.687.283

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de deudores fueron los siguientes:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente
	M\$
Saldo al 1 de enero de 2010	165.332.661
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	95.391.111
Montos castigados	(60.563.032)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(5.401.581)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	194.759.159
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	18.649.480
Montos castigados	(7.046.353)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.743.435)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	189.618.851

(*) Ver nota 28 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Nota 8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con entidades relacionadas y con entidades de control conjunto 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.

8.1. 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	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	208.118	144.144	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.857	57.725	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.166	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	27.787	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	4.230	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	47.229	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	107	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	311.013	134.482	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	578	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	630.091	312.951	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta. cte. mercantil	Menos de 90 días	23.839.664	18.413.497	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	16.724	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.926.072	458.094	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	591.541	533.218	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	379.862	312.084	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	317.563	-	-	-
		Total					35.282.592	20.471.607	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	995.885	858.345	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	130.841	127.669	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	69.240.261	89.382.016	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	1.207.252	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	27.306.717	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. matriz	US\$	Prestamos	Mas de un año	-	2.428.068	-	1.084.290
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	182.599	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	152.402	139.826	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	538.373	217.889	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta. cte. mercantil	Menos de 90 días	19.615.744	15.953.845	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	21.546.571	15.658.298	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.081	3.006	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	68.039	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.517.317	23.427.988	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.586.847	5.310	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta. cte. mercantil	Menos de 90 días	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz última	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.613.683	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz última	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	13.589	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz última	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.782	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	222.468	-	-	-
		Total					157.177.638	148.202.260	-	1.084.290

(1) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias y equipos y para la finalización de la construcción de la segunda línea de transmisión. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,73% anual y con vencimiento a mayo de 2012.

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	Descripción de la transacción	31/12/11 Totales M\$	31/12/10 Totales M\$	31/12/09 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Otros ingresos de explotación	57.534	162.670	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(56.482)	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Compras de energía	(13.352.506)	(14.267.877)	(9.528.999)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	210.546	191.034	243.809
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz común	Venta de energía	97.878	3.512	968.848
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	48.844	39.585	35.352
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	118.904	(178.114)	1.533.007
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(4.490)	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	23.148	70.331	480.584
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(1.165)	(7.380)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz común	Otras ventas	75.041	127.091	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Perú	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	2.705	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	598.940	395.480	113.001
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de gas	(161.567.799)	(157.412.913)	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	39.006	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de energía	6.824.604	418.290	398.267
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	-	(247.192)
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	86.563	37.651
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	75.693	91.412	78.345
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	33.703	62.602	17.243
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(945.433)	(759.389)	(759.968)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz común	Compras de energía	(2.277.414)	(1.919.788)	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	43.114	48.042	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz común	Compras de Energía	(3.813.927)	(3.554.055)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	131.038	8.876	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz última	Otras prestaciones de servicios	-	-	688.898
Extranjera	Enel	Italia	Matriz última	Otras ventas	-	175.358	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz última	Otras prestaciones de servicios	1.389.272	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de gas	(2.914.936)	(2.814.618)	(1.239.471)
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	(39.042.866)	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	286.516	-	-
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	211.530	-	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	19.216	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	419.356	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	-	49.992
76.583.350-8	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros gastos variables	-	(22.179)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	29.788	170.762	3.028
				Total	(213.186.865)	(178.938.482)	(7.127.605)

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

(*) Sociedades relacionadas con nuestro Director Eugenio Tironi Barrios.

Al 31 de diciembre de 2011, el saldo pendiente por pagar a la Sociedad Gestión Social S.A. es de M\$ 4.119. Al cierre del ejercicio 2010, existía un saldo por pagar por un monto de M\$ 17.097.

8.2. Directorio y personal clave de la gerencia

Enercis 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 26 de abril de 2011. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio celebrada el 27 de abril de 2011.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- **Cuentas por cobrar y pagar**

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- **Otras transacciones**

No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enercis 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 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 2011.

En el evento que un Director de Enercis 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 Enercis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enercis 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 Enercis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado 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 liquidación de la remuneración variable se pagará 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 2011.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

RUT	Nombre	Cargo	31/12/11				
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
				M\$	M\$	M\$	M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2011	80.062	-	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - diciembre 2011	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2011	39.256	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.018	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	-	-
	TOTAL			279.442	-	39.838	-

RUT	Nombre	Cargo	31/12/10				
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
				M\$	M\$	M\$	M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2010	55.023	-	759	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2010	26.743	-	8.665	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2010	26.750	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez (3)	Director	enero - abril 2010	8.373	-	2.284	1.520
	TOTAL			182.676	-	25.748	3.040

RUT	Nombre	Cargo	31/12/09				
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
				M\$	M\$	M\$	M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2009	55.012	-	8.388	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2009	35.855	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	enero - julio 2009	16.856	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2009	28.279	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa	Director	enero - octubre 2009	23.698	-	-	3.061
	TOTAL			216.260	-	26.714	10.709

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.

(2) Director desde el 27 de abril de 2010.

(3) Director hasta el 27 de abril de 2010.

c) Garantías constituidas por la sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3. 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
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco (1)	Subgerente General
9.574.296-3	Alfredo Ergas Segal	Gerente Regional de Finanzas
14.710.692-0	Angel Chocarro García	Gerente Regional de Contabilidad
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Gerente Regional de Planificación y Control
23.363.734-3	Urrea Gómez Alba Marina (2)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy (3)	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero (4)	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller (2)	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

(1) Desde el 1 de octubre de 2010

(2) Desde el 1 de abril de 2010

(3) Hasta noviembre de 2010 como Gerente de Recursos Humanos y desde el 1 de diciembre de 2010 como Gerente Regional de Servicios Generales

(4) Desde el 1 de diciembre de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 3.458.934 por el ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2011 (M\$ 2.695.060 al 31 de diciembre de 2010). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

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.

8.4. 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.

Sin embargo, cierto personal clave de Enersis es beneficiario de uno de los planes de remuneración de Enel, que se basa en el precio de su acción. El costo de este plan es asumido por Enel, sin causar ninguna obligación de pago para Enersis. Las principales características de este plan son las siguientes:

Plan de participaciones restringidas de 2008

Este plan está dirigido a la Dirección del Grupo Enel y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la cotización de las acciones de Enel al inicio del período cubierto por el plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

Este plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- i) Para el primer 50% de las participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- i) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.

El número de participaciones ejercitable podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a la largo del trienio. Igualmente existe posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del plan.

	Número de participaciones
Participaciones restringidas otorgadas al 31 de diciembre de 2008	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2009	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2009	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2010	-
Participaciones restringidas ejercitadas en 2010	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2010	2.700
Participaciones restringidas pendientes al 1 de enero de 2011 (con revaluación de 120%)	3.240
Participaciones restringidas ejercitadas en el primer semestre de 2011 (*)	3.240
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2011	-

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683.

De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (M\$ 1.094). Este monto corresponde al valor devengado durante el periodo en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios Enersis.

Nota 9. Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de inventarios	Saldo al	
	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Mercaderías	2.575.623	691.241
Suministros para la producción	52.637.681	36.711.384
Otros inventarios (*)	22.712.240	25.249.079
Total	77.925.544	62.651.704
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	22.712.240	25.249.079
Inventarios para proyectos y repuestos	9.817.787	7.332.861
Materiales eléctricos	12.894.453	17.916.218

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2011 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 742.639.363 (M\$ 672.038.103 y M\$ 580.237.613 al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente). Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 10. Activos y pasivos por impuestos

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales	84.429.230	72.580.350
IVA crédito fiscal	39.192.265	29.618.364
Crédito por utilidades absorbidas	8.067.408	14.672.543
Créditos por gastos de capacitación	7.040	242.796
Otros	10.131.741	20.873.288
Total	141.827.684	137.987.341

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Pasivos por impuestos	Saldo al	
	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	104.420.761	72.454.199
IVA débito fiscal	45.054.989	36.856.368
Impuesto de timbres y estampillas	136	733
Provisión para impuestos	6.096.210	1.583.669
Otros	80.281.146	36.771.686
Total	235.853.242	147.666.655

Nota 11. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

Durante el cuarto trimestre del año 2009, el Directorio de Enersis S.A. autorizó el proceso de venta de sus filiales Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis), por considerarlas negocios "non core", previa verificación interna del mercado, y la contratación de asesores financieros que canalicen dichos procesos de venta, de manera que, una vez recibidas las ofertas respectivas, se someta a consideración del Directorio la decisión que corresponda sobre la venta de las referidas compañías y las condiciones de las mismas.

La potencial venta de CAM tomó la consideración de altamente probable al cierre del ejercicio 2009, en tanto que para el caso de Synapsis dicha consideración aplica a contar del mes de septiembre de 2010. A partir de estas fechas se aplicó NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas", para registrar estas transacciones.

CAM y Synapsis son sociedades que prestan servicios en los cinco países en donde Enersis tiene presencia en Latinoamérica, esto es Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. CAM está presente con sus productos y servicios en todo el ciclo eléctrico, desde la provisión y logística de materiales, la construcción y puesta en marcha de obras eléctricas, la certificación de equipos y la medición de consumos finales. Por otro lado, Synapsis es una empresa de tecnologías de la información, que se especializa en la definición de estrategias a utilizar en las empresas, seleccionando el software que satisface la necesidad para atender los negocios, diseñando la arquitectura de los servicios a prestar y la metodología a utilizar, entre otros servicios

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A., empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que finalmente, después de realizar un ajuste de precio e indemnizaciones contractuales, quedó en US\$ 14,2 millones. La oferta para la adquisición de Synapsis fue presentada por Riverwood Capital L.P., empresa domiciliada en los Estados Unidos de América, cuyo precio ofertado es de US\$ 52 millones, monto que será pagado al cierre de la operación de venta. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011 (ver nota 2.4.1).

Tal como se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre del 2010, por los activos netos de CAM, un deterioro adicional de M\$ 14.881.960 pesos, acumulando al cierre de los estados financieros un deterioro en CAM de M\$36.797.809 (M\$ 21.915.849 a diciembre 2009), el cual fue determinado considerando la oferta recibida.

A continuación se presentan los principales rubros de activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2010:

Activos	Dic. 2010 M\$	Pasivos	Dic. 2010 M\$
Activos corrientes	47.201.981	Pasivos corrientes	56.007.440
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.495.181	Otros pasivos financieros corrientes	6.210.788
Otros activos no financieros, corriente	1.250.133	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.912.663
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.976.361	Otras provisiones a corto plazo	11.739.296
Inventarios	7.439.747	Otros pasivos no financieros corrientes	9.144.693
Activos por impuestos corrientes	6.040.559		
Activos no corrientes	26.691.309	Pasivos no corrientes	8.622.949
Otros activos financieros no corrientes	53.909	Otros pasivos financieros no corrientes	837.446
Otros activos no financieros no corrientes	547.349	Pasivo por impuestos diferidos	4.171.839
Derechos por cobrar no corrientes	2.367.103	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.582.969
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.461.938	Otros pasivos no financieros no corrientes	1.030.695
Propiedades, planta y equipo	19.130.668		
Activos por impuestos diferidos	3.130.342		
Total activos	73.893.290	Total pasivos	64.630.389

Nota 12. Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación y sociedades con control conjunto

12.1. 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 2011 y 2010:

RUT	Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Participación	Dividendos	Diferencia	Otros	Saldo al	Provisión	Saldo al
					01/01/2011	en ganancia (pérdida)	declarados	de conversión	incrementos (decrementos)	31/12/2011	patrimonio negativo	31/12/2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	3.827	4.159.992	(4.142.727)	918.611	8.793.697	9.733.400	-	9.733.400
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	8.089.685	-	-	-	(8.089.685)	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	2.883.633	4.055.771	-	66.992	(15.880.240)	(8.873.844)	8.873.844	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.094.078	249.673	-	84.729	-	3.428.480	-	3.428.480
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	30.151	468	-	763	-	31.382	-	31.382
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	(278)	-	-	-
				Totales	14.101.652	8.465.904	(4.142.727)	1.071.095	(15.176.506)	4.319.418	8.873.844	13.193.262

RUT	Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al	Participación	Dividendos	Diferencia	Otros	Saldo al	Provisión	Saldo al
					01/01/2010	en ganancia (pérdida)	declarados	de conversión	incrementos (decrementos)	31/12/2010	patrimonio negativo	31/12/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	1.867	(1.635)	(180)	-	3.827	-	3.827
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	7.818.937	3.352.867	(3.186.199)	104.080	-	8.089.685	-	8.089.685
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	10.127.465	(2.542.879)	-	(569.597)	(4.131.356)	2.883.633	-	2.883.633
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078	-	3.094.078
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	911	-	(3.986)	-	30.151	-	30.151
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278	-	278
				Totales	21.281.461	1.015.739	(3.187.834)	(876.358)	(4.131.356)	14.101.652	-	14.101.652

(1) Con fecha 16 de noviembre de 2011, la sociedad Electrogas S.A. fusionó a la sociedad Inversiones Electrogas S.A.

- b. Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.
c. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

- Inversiones con influencia significativa

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación	31 de diciembre de 2011						
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
GNL Quintero S.A.	20,00%	112.362.755	600.607.534	76.192.955	681.146.225	95.676.650	(75.397.751)	20.278.899
Electrogas S.A.	42,50%	2.688.608	44.772.738	9.510.888	15.048.487	17.218.630	(7.430.408)	9.788.222

Inversiones con influencia significativa	% Participación	31 de diciembre de 2010						
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	42.063.375	710.433	35.898.080	-	3.631.967	(3.180.916)	451.051
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	19.034.552	-	-	8.053.180	(164.082)	7.889.098
GNL Quintero S.A.	20,00%	43.182.432	548.261.034	15.642.419	561.382.881	46.342.847	(59.057.243)	(12.714.396)
Electrogas S.A.	0,02125%	6.145.145	36.271.189	8.307.494	16.098.755	15.575.506	(6.788.817)	8.786.689

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.

12.2. Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo posee control conjunto y que se ha utilizado en el proceso de consolidación (proporcionalmente):

	31 de diciembre de 2011							
	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
HidroAysen S.A.	51,00%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	19.310.231	95.221.154	21.878.731	35.202.359	67.811.590	(61.233.568)	6.578.022

	31 de diciembre de 2010							
	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
HidroAysen S.A.	51,00%	7.609.649	99.469.947	7.655.622	642.418	-	(7.186.862)	(7.186.862)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.226.372	9.502.126	1.730.150	943.702	2.122.132	(1.196.978)	925.154
Gas Atacama S.A.	50,00%	111.484.190	291.968.048	138.310.532	43.440.220	334.321.296	(294.331.806)	39.989.490
Sistemas Sec S.A. (*)	49,00%	4.948.616	6.402.040	4.057.366	3.793.979	5.420.246	(5.074.838)	345.408
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	22.106.093	95.012.672	25.746.539	29.366.858	71.377.710	(63.501.842)	7.875.868

(*) Sociedad perteneciente a grupo CAM. Ver nota 2.4.1 y nota 11

Nota 13. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Activos intangibles	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Activos intangibles netos	1.467.398.214	1.452.586.405
Servidumbre y derechos de agua	26.462.064	24.444.264
Concesiones neto	1.376.286.402	1.352.756.775
Costos de desarrollo	10.282.488	10.262.982
Patentes, marcas registradas y otros derechos	2.363.933	2.023.121
Programas informáticos	48.745.282	58.255.724
Otros activos intangibles identificables	3.258.045	4.843.539

Activos intangibles	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Activos intangibles bruto	2.361.625.560	2.257.171.663
Servidumbre y derechos de agua	33.067.875	31.480.016
Concesiones	2.152.351.766	2.038.188.016
Costos de desarrollo	17.698.378	18.875.653
Patentes, marcas registradas y otros derechos	9.237.477	9.025.123
Programas informáticos	139.315.361	148.061.864
Otros activos intangibles identificables	9.954.703	11.540.991

Activos intangibles	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Total amortización acumulada y deterioro del valor	(894.227.346)	(804.585.258)
Servidumbre y derechos de agua	(6.605.811)	(7.035.752)
Concesiones	(776.065.364)	(685.431.241)
Costos de desarrollo	(7.415.890)	(8.612.671)
Patentes, marcas registradas y otros derechos	(6.873.544)	(7.002.002)
Programas informáticos	(90.570.079)	(89.806.140)
Otros activos intangibles identificables	(6.696.658)	(6.697.452)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2011 y 2010 han sido los siguientes:

Año 2011

Movimientos en activos intangibles

	Costos de desarrollo, neto M\$	Servidumbre y derechos de agua, neto M\$	Concesiones, neto M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto M\$	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	2.897.310	500.709	173.836.828	718.039	13.095.987	22.860	191.071.733
Retiros	(813.771)	-	(8.618.410)	-	(182.691)	(20.853)	(9.635.725)
Amortización (*)	(1.044.292)	(341.988)	(88.675.941)	(1.379.500)	(10.797.238)	(442.587)	(102.681.546)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	517.527	276.864	(17.416.448)	98.355	1.325.759	161.688	(15.036.255)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.537.268)	1.582.215	(35.596.402)	903.918	(12.952.259)	(1.306.602)	(48.906.398)
Total movimientos en activos intangibles identificables	19.506	2.017.800	23.529.627	340.812	(9.510.442)	(1.585.494)	14.811.809
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2011	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Año 2010

Movimientos en activos intangibles

	Costos de desarrollo, neto M\$	Servidumbre, neto M\$	Concesiones, neto M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto M\$	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	12.330	24.077.874	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	854.638	1.257.221	250.062.078	-	19.185.187	3.201.990	274.561.114
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	(2.176.053)	(216.865)	(2.392.918)
Retiros	-	-	(13.311.084)	-	(121.912)	-	(13.432.996)
Amortización	(1.322)	(370.817)	(94.009.562)	-	(12.177.319)	(4.417.989)	(110.977.009)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(243.935)	(320.358)	(66.056.947)	(1.932)	(589.717)	254	(67.212.635)
Otros incrementos (disminuciones)	9.641.271	(199.656)	(81.904.389)	(4.819.196)	2.132.458	1.068.116	(74.081.396)
Total movimientos en activos intangibles identificables	10.250.652	366.390	(5.219.904)	(4.821.128)	6.252.644	(364.494)	6.464.160
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2010	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405

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 2011 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 14. Plusvalía

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Compañía	Saldo inicial	Diferencias	Saldo final	Pérdida por	Diferencias	Saldo final
	01/01/2010	de conversión	31/12/2010	reconocida en	de conversión	31/12/2011
	M\$	de moneda	M\$	el estado de	de moneda	M\$
		extranjera		resultados	extranjera	
		M\$		M\$	M\$	
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	9.874.383	(1.161.106)	8.713.277	(8.931.451)	218.174	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	247.628.585	(7.897.598)	239.730.987	-	(3.207.683)	236.523.304
Investluz S.A.	125.801.783	(4.012.172)	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	10.748.633	(212.190)	10.536.443	-	1.053.186	11.589.629
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	3.139.337	-	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A. (**)	6.023.583	(708.301)	5.315.282	(5.448.372)	133.090	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	14.176.409	(1.666.976)	12.509.433	-	313.227	12.822.660
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	1.516.768	-	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.497.542	(149.075)	7.348.467	-	734.527	8.082.994
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	40.516.247	(2.010.631)	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309
Cachoeira Dourada S.A.	91.330.028	(3.426.563)	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286
Edegel S.A.A.	75.920.260	(2.989.192)	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595
Emgesa S.A. E.S.P.	4.769.025	(95.607)	4.673.418	-	467.264	5.140.682
Chilectra S.A.	128.374.362	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	731.782.459	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	12.051	(598)	11.453	-	1.786	13.239
Total	1.501.351.933	(24.330.009)	1.477.021.924	(14.379.823)	13.762.025	1.476.404.126

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 2011 y 2010 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.3

Nota 15. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Propiedades, planta y equipo, neto	7.242.731.006	6.751.940.655
Construcción en curso	1.072.203.347	810.013.619
Terrenos	103.166.702	122.864.336
Edificios	103.542.090	103.735.435
Planta y equipo	5.864.732.615	5.613.164.538
Instalaciones fijas y accesorios	71.886.276	74.513.233
Otras propiedades, planta y equipo	27.199.976	27.649.494
Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Propiedades, planta y equipo, bruto	12.611.068.947	11.526.132.674
Construcción en curso	1.072.203.347	810.013.619
Terrenos	103.166.702	122.864.336
Edificios	181.206.892	185.815.964
Planta y equipo	11.016.684.462	10.166.489.832
Instalaciones fijas y accesorios	203.946.217	203.665.511
Otras propiedades, planta y equipo	33.861.327	37.283.412

Clases de depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Total depreciación acumulada y deterioro de valor propiedades, planta y equipo	(5.368.337.941)	(4.774.192.019)
Edificios	(77.664.802)	(82.080.529)
Planta y equipo	(5.151.951.847)	(4.553.325.294)
Instalaciones fijas y accesorios	(132.059.941)	(129.152.278)
Otros	(6.661.351)	(9.633.918)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2011 y 2010:

Movimientos año 2011

	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, neto M\$	Propiedades, planta y equipo, neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	810.013.619	122.864.336	103.735.435	5.613.164.538	74.513.233	27.649.494	6.751.940.655
Adiciones	512.145.923	601.827	560.334	26.297.088	8.744.381	228	548.349.781
Retiros	(894.857)	(27.495)	(11.695)	(1.478.364)	(276.423)	-	(2.688.834)
Gasto por depreciación (*)	(47.084)	-	(4.917.847)	(292.351.527)	(23.896.598)	(1.005.434)	(322.218.490)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(106.449.843)	-	-	(106.449.843)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	19.527.280	4.656.121	4.175.863	318.631.910	14.856.991	196.655	362.044.820
Otros incrementos (decrementos)	(268.541.534)	(24.928.087)	-	306.918.813	(2.055.308)	359.033	11.752.917
Total movimientos	262.189.728	(19.697.634)	(193.345)	251.568.077	(2.626.957)	(449.518)	490.790.351
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Movimientos año 2010

	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, neto M\$	Propiedades, planta y equipo, neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.304.578.506	9.551.749	196.270.395	6.864.071.242
Adiciones	396.969.270	-	-	-	-	-	396.969.270
Desapropiaciones	(56.851)	(386.262)	(43.444)	(1.402.931)	(270)	(75.990)	(1.965.748)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta	(3.390.701)	(172.020)	(1.442.144)	(8.436.203)	(7.257.038)	(2.136.836)	(22.834.942)
Gasto por depreciación	-	-	(17.163.012)	(312.401.602)	(3.851.776)	(4.623.876)	(338.040.266)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(1.340.235)	-	-	(1.340.235)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(12.614.659)	(3.009.524)	(27.306.886)	(112.553.429)	(633.677)	(5.903.177)	(162.021.352)
Otros incrementos (decrementos)	(281.890.253)	20.892.516	(387.443.232)	744.720.432	76.704.245	(155.881.022)	17.102.686
Total movimientos	99.016.806	17.324.710	(433.398.718)	308.586.032	64.961.484	(168.620.901)	(112.130.587)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	810.013.619	122.864.336	103.735.435	5.613.164.538	74.513.233	27.649.494	6.751.940.655

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo, neto

a) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad.

En Chile, destaca entre otros proyectos el avance en la construcción de la Central Térmica a carbón Bocamina II, con una potencia de 370 MW.

En Colombia se está llevando a cabo el proyecto de construcción de la Central Hidráulica El Quimbo, central hidráulica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWH.

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 137.092.811 y M\$ 129.749.447, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/11			31/12/10		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor presente M\$
Menor a un año	15.954.189	2.145.937	13.808.252	12.311.927	2.117.942	10.193.985
Entre un año y cinco años	39.105.238	5.827.660	33.277.578	40.900.311	8.856.066	32.044.245
Más de cinco años	27.619.488	2.457.926	25.161.562	32.304.929	3.209.115	29.095.814
Total	82.678.915	10.431.523	72.247.392	85.517.167	14.183.123	71.334.044

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 + 2.5 % al 31 de diciembre de 2011. 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 2011, 2010 y 2009 incluyen M\$ 17.042.089, M\$ 16.980.825 y M\$ 19.969.187, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	7.690.811	5.655.232	14.046.981
Entre un año y cinco años	21.347.042	19.916.962	22.922.219
Más de cinco años	41.634.563	26.625.179	13.741.992
Total	70.672.416	52.197.373	50.711.192

d) Otras informaciones

- Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2011 y 2010 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 179.872.981 y M\$ 205.979.469, respectivamente.
- Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 328.844.715 y M\$ 305.655.772, respectivamente (ver Nota 34).
- 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 MUS\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro

- gastos pagados por adelantado.
- iv) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50% consolidada por integración proporcional, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$ 110.
- v) La situación de los activos, básicamente obras e infraestructuras, de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC; desde el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la próxima entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró al 31 de diciembre de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600.
- vi) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, esta última en etapa de construcción, más algunos activos específicos en el negocio de distribución.
- Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.
- Cabe consignar que Enersis cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como la interrupción de negocios. Ver nota N°25
- vii) El negocio de nuestra filial Companhia De Interconexão Energética (CIEN), en su origen, era comercializar electricidad en Argentina y Brasil, pero debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la Compañía ha enfocado su negocio a una estructura de remuneración distinta que no se base en compra y venta de energía entre los países. Dada la importancia estratégica de los activos de la Compañía en las relaciones entre Brasil y Argentina se ha elaborado junto al Gobierno brasileño un nuevo modelo de plan de negocio transformando su actividad de comercialización a una actividad de transmisión de electricidad mediante el pago de una remuneración fija y que supone integrar sus líneas de transmisión a la red de transmisión brasileña operada por el Gobierno brasileño. Cabe destacar que en años anteriores los Gobiernos de Argentina y Uruguay, formalizaron con la Compañía pagos de peajes para transportar energía entre ambos países. La administración considera que esta situación refuerza todavía más la importancia de la solicitud al Gobierno brasileño para la aprobación de su nuevo plan de negocio y considera probable que esto ocurra. Adicionalmente el 04 de junio de 2010 la compañía firmó un nuevo contrato por un plazo de siete meses por un monto total de MMUS\$ 155 para atender el transporte de energía requerido por el gobierno de Argentina. Finalmente, con fecha 05 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a Compañía de Interconexión Energética, S.A. (CIEN) a una línea de interconexión regulada, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (RAP) anual total estipulada ascendió a 248 millones de reales brasileños, y será reajustada por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) anualmente, en el mes de junio, con revisiones tarifarias cada cuatro años. El plazo de la concesión 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. De esta forma se completa con éxito el cambio de modelo de negocio en CIEN que hemos venido informando anteriormente.
- viii) 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 ha registrado una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. por M\$ 106.449.843, así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 14), a fin de cubrir la práctica totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el grupo Enersis.

Nota 16. Propiedad de inversión

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2011 y 2010 han sido los siguientes:

Propiedades de inversión, neto, modelo del costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	31.231.839
Adiciones	1.303.676
Desapropiaciones	(2.732.209)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.239.877
Saldo al 31 de diciembre de 2010	33.019.154
Adiciones	2.716.250
Desapropiaciones	(977.173)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.321.687
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011	38.055.889

(*) Ver nota 28.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 36.492.692. Al 31 de diciembre de 2010 el valor de mercado de estos inmuebles era de M\$ 34.099.993.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el ejercicio 2011 y 2010 son M\$ 5.102.508 y M\$ 8.015.891, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2011 y 2010 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

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 17. Impuestos diferidos

- a. El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es:

Diferencia temporal	Activos por impuestos diferidos		Pasivos por impuestos diferidos	
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	87.992.490	124.814.250	455.205.366	474.063.238
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	6.082.237	8.292.149
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	12.161.705	9.031.226	5.034.474	26.142.262
Impuestos diferidos relativos a provisiones	86.876.561	130.298.290	4.431.328	7.494.432
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	31.195.995	46.746.028	107.097	1.155.119
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	38.807.414	38.073.254	5.074.020	3.674.593
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	37.813.186	39.794.055	880.379	4.324.798
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	22.117.495	36.399.383	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	62.973.782	27.477.878	31.623.354	30.776.987
Total impuestos diferidos	379.938.628	452.634.364	508.438.255	555.923.578

- b. Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el ejercicio 2011 y 2010 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	454.896.521	573.049.297
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(9.615.881)	(2.995.918)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	13.742.269	2.870.641
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.073.361)	(17.943.096)
Otros incrementos (decrementos)	5.684.816	942.654
Saldo al 31 de diciembre de 2010	452.634.364	555.923.578
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(48.785.847)	(26.492.538)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	14.647.632	3.942.971
Diferencia de conversión de moneda extranjera	8.826.145	33.797.031
Otros incrementos (decrementos)	(47.383.666)	(58.732.787)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	379.938.628	508.438.255

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.

- c. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 39.313.993 y M\$ 16.551.349, respectivamente. Ver nota 3.o.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, 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, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 2.204.931.942 (M\$ 1.995.679.814 al 31 de diciembre de 2010).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Periodo
Chile	2007-2011
Argentina	2002-2011
Brasil	2007-2011
Colombia	2009-2011
Perú	2007-2011

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:

Efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales	31 de diciembre de 2011			31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(55.959)	9.513	(46.446)	(179)	31	(148)	61.031	(10.528)	50.503
Cobertura de flujo de caja	(88.032.492)	14.110.400	(73.922.092)	30.911.303	(5.301.050)	25.610.253	192.801.668	(33.917.966)	158.883.702
Ajustes por conversión	211.929.739	-	211.929.739	(138.554.045)	-	(138.554.045)	(246.854.956)	-	(246.854.956)
Ganancias (pérdidas) por planes de beneficios definidos	(62.246.623)	23.078.884	(39.167.739)	(48.495.375)	16.515.279	(31.980.096)	(15.599.453)	1.369.374	(14.230.079)
Impuesto a la renta relacionado a los componentes de otros ingresos y gastos con cargo o abono en el patrimonio	61.594.665	37.198.797	98.793.462	(156.138.296)	11.214.260	(144.924.036)	(69.591.710)	(32.559.120)	(102.150.830)

Nota 18. Otros pasivos financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan intereses	661.974.731	3.049.197.963	652.979.492	2.763.822.330
Instrumentos derivados de cobertura (*)	6.200.643	212.913.735	10.002.909	240.113.443
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	807.105	-	-	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.207.755	9.243.595	1.967.333	11.020.674
Otros pasivos financieros	892.104	-	648.284	-
Total	672.082.338	3.271.355.293	665.598.018	3.014.956.447

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

- Préstamos que devengan intereses

18.1. El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses	Saldo al 31 de diciembre de 2011		Saldo al 31 de diciembre de 2010	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	278.455.859	316.103.001	184.452.979	451.937.608
Obligaciones no garantizadas	242.785.757	2.439.913.903	281.652.334	2.039.070.748
Obligaciones garantizadas	10.660.476	9.635.108	9.522.288	17.703.710
Arrendamiento financiero	13.808.252	58.439.140	10.193.985	61.140.059
Otros préstamos	116.264.387	225.106.811	167.157.906	193.970.205
Total	661.974.731	3.049.197.963	652.979.492	2.763.822.330

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

A. Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento país	Moneda	Tasa nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total no corriente al 31/12/2011
				Vencimiento			Vencimiento			
				Uno a tres meses	Tres a doce meses	Total corriente al 31/12/2011	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	US\$	1,97%	Sin garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Perú	US\$	3,63%	Sin garantía	2.354.628	8.838.878	11.193.506	4.296.544	19.212.039	26.158.087	49.666.670
Perú	Soles	5,20%	Sin garantía	310.428	1.541.618	1.852.046	-	-	30.832.352	30.832.352
Argentina	US\$	5,28%	Sin garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585
Argentina	\$ Arg	21,17%	Sin garantía	37.631.229	17.687.954	55.319.183	40.368.276	2.414.084	-	42.782.360
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin garantía	262.107	86.794.795	87.056.902	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
			Total	50.310.586	228.145.273	278.455.859	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

Segmento país	Moneda	Tasa nominal	Garantía	Corriente			No corriente			Total no corriente al 31/12/2010
				Vencimiento			Vencimiento			
				Uno a tres meses	Tres a doce meses	Total corriente al 31/12/2010	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	US\$	2,75%	Sin garantía	381.532	1.364.781	1.746.313	2.871.499	95.144.820	-	98.016.319
Perú	US\$	2,95%	Sin garantía	999.046	16.410.407	17.409.453	11.694.152	6.908.207	21.661.326	40.263.685
Perú	Soles	3,96%	Sin garantía	1.839.538	-	1.839.538	31.245.764	-	-	31.245.764
Argentina	US\$	5,24%	Sin garantía	5.085.358	17.057.145	22.142.503	4.013.854	-	-	4.013.854
Argentina	\$ Arg	17,27%	Sin garantía	14.760.009	16.463.487	31.223.496	27.395.848	706.664	-	28.102.512
Colombia	\$ Col	6,91%	Sin garantía	-	5.041.882	5.041.882	-	74.201.702	-	74.201.702
Brasil	US\$	6,35%	Sin garantía	-	5.253.378	5.253.378	11.677.838	13.433.724	9.323.740	34.435.302
Brasil	Real	10,17%	Sin garantía	10.149.162	89.647.254	99.796.416	141.658.470	-	-	141.658.470
			Total	33.214.645	151.238.334	184.452.979	230.557.425	190.395.117	30.985.066	451.937.608

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 582.919.972 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 844.554.823.

- Individualización de préstamos bancarios por deudor

Rut empresa deudora	Nombre empresa deudora	País empresa deudora	Rut entidad acreedora	Nombre del acreedor	País entidad acreedora	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Itaú	Brasil	Real	6,15%	6,15%	Semestral
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Unibanco	Brasil	Real	6,16%	6,16%	Semestral
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Alfa	Brasil	Real	5,91%	5,91%	Semestral
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Brasdesco	Brasil	Real	6,09%	6,09%	Semestral
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	6,05%	6,05%	Al vencimiento
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco HSBC	Brasil	Real	6,01%	6,01%	Semestral
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - A	Brasil	US\$	7,99%	7,89%	Semestral
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - B	Brasil	US\$	2,69%	2,69%	Semestral
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - C	Brasil	US\$	11,96%	11,96%	Semestral
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	3,85%	3,80%	Al vencimiento
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	4,07%	3,21%	Al vencimiento
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,52%	3,52%	Al vencimiento
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,26%	L3M+3,7%	Al vencimiento
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	3,85%	3,80%	Al vencimiento
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjera	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	5,99%	5,81%	Al vencimiento
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Extranjera	Banco Santander Central Hispano	Brasil	Real	1,08%	1,02%	Semestral
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,38%	L3M+3%	Trimestral
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,54%	L3M+3,13%	Trimestral
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	1,65%	L6M+1,25%	Semestral
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	2,90%	L3M+2,5%	Al vencimiento
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	2,60%	2,60%	Al vencimiento
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,40%	4,40%	Semestral
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,90%	Al vencimiento
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	21,55%	20,00%	semestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	17,88%	16,00%	Mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia	Argentina	\$ Arg	20,16%	18,52%	Mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	18,97%	17,50%	Mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	14,85%	14,61%	Al vencimiento
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Supervielle	Argentina	\$ Arg	31,92%	27,00%	Al vencimiento
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Comafi	Argentina	\$ Arg	28,33%	25,00%	Al vencimiento
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	19,18%	17,94%	Trimestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	19,12%	17,88%	Trimestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	21,55%	20,00%	Semestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	16,75%	16,05%	Trimestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	19,12%	17,88%	semestral
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itaú	Argentina	\$ Arg	21,52%	19,65%	Mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	22,66%	20,60%	Mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	15,19%	14,52%	Al Vencimiento
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,48%	6,48%	Annual
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bancolumbia	Colombia	\$ Col	6,48%	6,48%	Annual
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bancolumbia	Colombia	\$ Col	6,48%	6,48%	Annual
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,48%	6,48%	Annual
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	6,48%	6,48%	Annual
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	US\$	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	3,80%	LIBOR+3%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Credit Suisse International	Argentina	US\$	11,28%	LIBOR+12%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	4,80%	LIBOR+4,5%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	14,00%	BAIBOR+5%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mediocredito Italiano	Argentina	\$ Arg	1,75%	1,75%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	15,50%	15,50%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itaú	Argentina	\$ Arg	16,90%	BAIBOR+5%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,50%	13,50%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	5,43%	LIBOR+4,8%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	3,80%	EURIBOR+3,85%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Standard	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	6,32%	Semestral
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,60%	Libor+1,0	Semestral
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itaú - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itaú - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	BPC + 5,75%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	15,84%	15,84%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	14,50%	14,50%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Francés	Argentina	\$ Arg	14,93%	14,93%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Industrial	Argentina	\$ Arg	17,34%	BPC + 5,00%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	17,75%	17,75%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itaú - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Chile	Extranjera	PNC BANK	E.E.U.U.	US\$	3,09%	3,09%	Semestral
					Totales				

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

18.2. El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

- Resumen de obligaciones no garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento país	Moneda	Tasa nominal anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total no corriente al 31/12/2011
				Uno a tres meses	Tres a doce meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	8,10%	Sin garantía	22.439.241	802.032	23.241.273	396.001.073	236.020.317	157.801.599	789.822.989
Chile	CH\$	5,29%	Sin garantía	31.548.592	9.198.469	40.747.061	13.764.742	14.617.263	378.064.242	406.446.247
Perú	US\$	6,97%	Sin garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	19.828.195	38.570.063
Perú	Soles	7,37%	Sin garantía	27.920.075	57.158	27.977.233	80.986.235	42.415.673	28.905.326	152.307.234
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin garantía	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,99%	Sin garantía	1.753.145	36.094.355	37.847.500	131.329.301	76.673.844	574.038.462	782.041.607
Brasil	Real	12,97%	Sin garantía	6.688.369	101.390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
			Total	91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

Segmento país	Moneda	Tasa nominal anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total no corriente al 31/12/2010
				Uno a tres meses	Tres a doce meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	8,10%	Sin garantía	20.226.869	722.956	20.949.825	185.675.099	263.691.199	261.884.873	711.251.171
Chile	CH\$	5,32%	Sin garantía	1.091.599	9.114.072	10.205.671	14.544.226	15.984.434	396.428.448	426.957.108
Perú	US\$	6,88%	Sin garantía	870.099	3.801.453	4.671.552	-	7.528.779	27.242.221	34.771.000
Perú	Soles	7,35%	Sin garantía	19.784.574	49.456	19.834.030	57.933.048	51.988.516	39.215.602	149.137.166
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin garantía	-	7.736.090	7.736.090	3.862.274	-	-	3.862.274
Colombia	\$ Col	7,88%	Sin garantía	1.586.797	131.473.631	133.060.428	89.822.752	37.829.581	414.522.034	542.174.367
Brasil	Real	11,29%	Sin garantía	7.503.875	77.690.863	85.194.738	128.445.480	42.472.182	-	170.917.662
			Total	51.063.813	230.588.521	281.652.334	480.282.879	419.494.691	1.139.293.178	2.039.070.748

18.3. El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

- Resumen de obligaciones garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento país	Moneda	Tasa nominal anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total no corriente al 31/12/2011
				Vencimiento			Vencimiento			
				Uno a tres meses	Tres a doce meses	Total corriente al 31/12/2011	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
			Total	135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

Segmento país	Moneda	Tasa nominal anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total no corriente al 31/12/2010
				Vencimiento			Vencimiento			
				Uno a tres meses	Tres a doce meses	Total corriente al 31/12/2010	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con garantía	-	66.252	66.252	9.367.060	-	-	9.367.060
Perú	Soles	6,26%	Con garantía	4.373.389	5.082.647	9.456.036	4.168.325	4.168.325	-	8.336.650
			Total	4.373.389	5.148.899	9.522.288	13.535.385	4.168.325	-	17.703.710

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 3.209.731.363 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 2.753.493.822.

- Individualización de obligaciones garantizadas y no garantizadas por deudor

Rut empresa deudora	Nombre empresa deudora	País empresa deudora	Rut entidad acreedora	Nombre del acreedor	País entidad acreedora	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,57%	SI
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,16%	SI
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,15%	6,15%	SI
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,91%	5,91%	SI
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,15%	SI
Totales bonos garantizados									
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	12,01%	CDI+1,05%aa	No
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	12,28%	CDI+1,30%aa	No
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	16,48%	CDI+5,61%aa	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B5	Colombia	\$ Col	IPC+6,14%	IPC+6,14%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	9,09%	8,80%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B302	Colombia	\$ Col	IPC+4,60%	IPC+4,60%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	8,03%	7,80%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B502	Colombia	\$ Col	5,97%	5,97%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	6,06%	6,06%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	8,74%	8,46%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	8,28%	8,04%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5,65%	5,53%	No
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	6,61%	6,45%	No
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú	Brasil	Real	12,34%	12,11%	No
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	14,41%	14,11%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,73%	6,63%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	5,97%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,13%	7,13%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Caja de Pensiones Militar Policial	Perú	Soles	1,27%	0,54%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	8,67%	5,44%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia. de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia. de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,94%	8,75%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosersoe	Perú	Soles	8,00%	7,84%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,71%	7,56%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	8,32%	8,16%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,35%	7,22%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,77%	6,66%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,77%	5,69%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,99%	5,91%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,96%	6,84%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,93%	6,81%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,25%	7,13%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,64%	7,50%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Mapfre Perú Cia. de Seguros	Perú	Soles	7,87%	7,72%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	8,49%	8,31%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	8,42%	8,25%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,97%	7,81%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,23%	8,06%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,06%	7,06%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,63%	6,63%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,44%	7,44%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo Mi Vivienda	Perú	Soles	6,50%	6,50%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia. de Seguros	Perú	Soles	7,03%	7,03%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,50%	6,50%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Quinta serie A	Perú	Soles	7,03%	7,03%	No
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	8,33%	8,33%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,32%	5,22%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,97%	8,69%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	9,29%	8,99%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9,10%	8,80%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,30%	9,00%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Papeles comerciales	Colombia	\$ Col	4,20%	4,20%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B7	Colombia	\$ Col	9,31%	9,00%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B72	Colombia	\$ Col	9,31%	9,00%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,96%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,40%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,26%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,50%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,83%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	7,17%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,82%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,69%	7,38%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No
Totales bonos no garantizados									

12/2011												12/2010																
Corriente M\$						No corriente M\$						Corriente M\$						No corriente M\$										
Menos de 90 días			Total Corriente			Uno a tres años		Tres a cinco años		Más de cinco años		Total no corriente		Menos de 90 días			Total corriente			Uno a tres años		Tres a cinco años		Más de cinco años		Total no corriente		
-	-	60.596	-	60.596	-	4.817.554	-	-	-	-	4.817.554	-	-	52.430	52.430	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.030.217	5.030.217	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
135.886	-	-	135.886	-	4.817.554	-	-	-	-	-	-	4.817.554	-	-	117.614	117.614	-	-	-	-	4.168.325	-	-	-	-	-	4.168.325	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.255.775	4.255.775	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	10.463.994	-	10.463.994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66.252	66.252	9.367.060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.367.060
135.886	10.524.590	10.660.476	6.935.108	6.935.108	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.817.554	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325	4.168.325
4.711.895	83.544.437	88.256.332	-	17.199.885	34.700.328	51.900.213	4.686.546	52.169.863	56.856.409	52.170.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.170.000	
164.014	-	164.014	-	32.546.476	-	32.546.476	174.000	-	174.000	32.523.060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.523.060	
147.518	-	147.518	27.931.549	14.103.489	-	28.930.201	42.035.038	153.269	153.269	13.096.397	26.860.183	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.956.580	
-	-	-	-	-	-	-	-	240.683	48.655.410	48.896.093	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
390.407	-	390.407	66.868.280	-	-	66.868.280	-	307.948	307.948	60.819.262	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.819.262	
-	-	-	-	-	-	-	-	353.650	-	353.650	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
456.111	-	456.111	-	-	104.210.669	104.210.669	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94.695.348	-	-	-	94.695.348	
30.623	9.019.194	9.049.817	-	-	-	-	-	22.810	-	22.810	-	-	-	-	-	-	8.203.302	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.203.302	
115.603	-	115.603	22.868.952	-	-	22.868.952	69.066	-	69.066	20.800.188	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.800.188	
91.853	-	91.853	20.194.220	-	-	20.194.220	89.400	-	89.400	18.367.417	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.367.417	
181.497	-	181.497	-	-	21.397.849	21.397.849	-	90.029	90.029	19.462.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.462.164	
114.096	-	114.096	21.397.849	-	-	21.397.849	132.693	-	132.693	19.462.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.462.164	
372.955	-	372.955	-	38.783.602	-	38.783.602	-	280.518	280.518	35.275.172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.275.172	
-	700.207	700.207	-	28.930.201	-	28.930.201	-	890.856	25.521.000	26.411.856	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.664.942	17.146.324	18.811.266	32.311.253	27.571.778	55.430.804	115.313.835	1.599.204	-	1.599.204	30.656.023	15.611.999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.268.022	
-	7.603	7.603	-	-	4.817.555	4.817.555	-	6.578	-	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
148.780	-	148.780	-	-	4.817.555	4.817.555	128.730	-	128.730	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
86.706	-	86.706	3.854.084	-	-	3.854.084	75.030	-	75.030	3.334.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.334.660	
-	33.597	33.597	4.817.555	-	-	4.817.555	76.767	-	76.767	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
-	15.958	15.958	4.817.555	-	-	4.817.555	-	29.070	29.070	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
88.723	-	88.723	4.817.555	-	-	4.817.555	-	13.808	13.808	4.168.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.168.325	
112.871	-	112.871	5.453.472	-	-	5.453.472	97.660	-	97.660	4.718.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.718.544	
141.895	-	141.895	-	-	5.195.251	5.195.251	-	127.919	127.919	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.683.530	
-	-	-	-	-	-	-	100.637	-	3.746.824	3.847.461	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
141.900	-	141.900	-	-	5.195.251	5.195.251	-	127.923	127.923	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.683.530	
-	60.597	60.597	5.049.784	-	-	5.049.784	-	54.629	54.629	4.552.391	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.552.391	
104.550	-	104.550	-	3.301.582	-	3.301.582	132.266	-	132.266	3.824.571	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.824.571	
85.722	-	85.722	-	5.195.251	-	5.195.251	94.171	-	94.171	2.976.388	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.976.388	
146.718	-	146.718	-	4.242.442	-	4.242.442	142.213	-	142.213	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.683.530	
157.752	-	157.752	-	5.195.251	-	5.195.251	77.278	-	77.278	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.683.530	
75.088	-	75.088	-	5.195.251	-	5.195.251	67.692	-	67.692	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.683.530	
-	-	-	-	-	-	-	3.465.734	-	3.465.734	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	819.886	-	819.886	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.840	-	4.840	-	-	40.394	40.394	-	40.394	-	3.932.869	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.932.869	
48.852	-	48.852	4.756.410	-	-	4.756.410	14.881	-	14.881	3.924.661	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.924.661	
17.997	-	17.997	4.746.484	-	-	4.746.484	8.489	-	8.489	7.835.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.835.713	
10.266	-	10.266	9.476.559	-	-	9.476.559	24.315	-	24.315	5.001.990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.001.990	
28.102	-	28.102	-	5.781.065	-	5.781.065	25.430	-	25.430	666.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	666.932	
29.390	-	29.390	770.809	-	-	770.809	19.965	-	19.965	2.500.995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500.995	
23.074	-	23.074	2.890.532	-	-	2.890.532	118.993	-	118.993	3.001.194	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.001.194	
137.526	-	137.526	-	3.468.639	-	3.468.639	60.180	-	60.180	2.500.995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500.995	
2.516.119	-	2.516.119	-	-	3.432.135	3.432.135	-	-	3.432.135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69.553	-	69.553	2.890.532	-	-	2.890.532	150.163	-	150.163	4.535.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.535.138	
173.552	-	173.552	5.241.499	-	-	5.241.499	38.844	-	38.844	2.500.995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.500.995	
44.894	-	44.894	2.890.532	-	-	2.890.532	37.405	-	37.405	3.334.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.334.660	
3.897.275	-	3.897.275	-	-	3.844	3.844	-	-	3.844	3.334.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.334.660	
44.894	-	44.894	3.854.043	-	-	3.854.043	192.403	-	192.403	6.669.320	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.669.320	
7.930.354	-	7.930.354	-	-	155.513	155.513	-	-	155.513	6.669.320	-	-	-	-	-	-												

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

- Individualización de obligaciones por arrendamiento financiero

Rut eEmpresa deudora	Nombre empresa deudora	País empresa deudora	Rut entidad acreedora	Nombre del acreedor	País entidad acreedora	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	12/2011		
								Corriente		
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	1.041.741	-	1.041.741
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	1.918.477	6.218.565	8.137.042
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	579.527	3.648.359	4.227.886
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	121.499	280.084	401.583
			Totales leasing					3.661.244	10.147.008	13.808.252

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

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	12/2011		
								Corriente		
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	7.749.998	14.969.290	22.719.288
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	13.925.511	13.925.511
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	11,50%	679.866	1.133.110	1.812.976
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	4,74%	27	-	27
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	10.104.537	-	10.104.537
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	N/A	1.092.804	-	1.092.804
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	2	-	2
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	3.929.271	-	3.929.271
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	3.958	3.958
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	1.235	1.235
Extranjera	Ampla Energia e Serviços S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbrás	Brasil	Real	7,15%	205.853	613.419	819.272
Extranjera	Ampla Energia e Serviços S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,43%	4.941.520	10.526.077	15.467.597
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbras	Brasil	Real	6,68%	1.289.715	3.067.631	4.357.346
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,66%	16.411	113.158	129.569
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,39%	-	4.532.108	4.532.108
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,16%	1.049.301	3.073.192	4.122.493
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,03%	5.567.428	16.072.830	21.640.258
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,75%	1.975.303	6.454.541	8.429.844
Extranjera	Compañía Energética do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,87%	-	3.176.291	3.176.291
			Totales otros					38.602.036	77.662.351	116.264.387

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.

12/2011				12/2010						
No corriente				Corriente			No corriente			
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente
2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100	-	881.720	881.720	3.004.174	2.342.336	12.408.341	17.754.851
10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524	1.877.853	5.562.774	7.440.627	12.096.296	11.246.668	16.687.463	40.030.427
-	-	-	-	-	249.450	249.450	-	-	-	-
2.859.893	-	-	2.859.893	448.208	713.588	1.161.796	2.406.791	-	-	2.406.791
593.623	-	-	593.623	-	460.392	460.392	947.990	-	-	947.990
16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140	2.326.061	7.867.924	10.193.985	18.455.251	13.589.004	29.095.804	61.140.059

12/2011				12/2010						
No corriente				Corriente			No corriente			
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente
12.851.153	37.735.332	-	50.586.485	17.408.628	8.223.739	25.632.367	-	37.523.997	-	37.523.997
-	-	-	-	-	-	-	-	12.332.589	-	12.332.589
-	-	-	-	1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	1.011.826
-	-	-	-	-	894	894	-	-	-	-
-	-	-	-	17.550.375	-	17.550.375	792.809	-	-	792.809
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	12.395.250	-	12.395.250
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	821	821	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.180	1.180	-	-	-	-
2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631	96.367	410.814	507.181	1.190.260	1.190.260	1.775.735	4.156.255
23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480	8.353.041	17.646.086	25.999.127	10.399.296	531.167	-	10.930.463
-	-	-	-	-	51.906.330	51.906.330	-	-	-	-
6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275	28.592	125.856	154.448	167.212	32.658	1.304.607	1.504.477
108.803	-	1.448.799	1.557.602	233.456	3.915.570	4.149.026	3.915.570	-	-	3.915.570
-	-	-	-	1.106.146	3.547.766	4.653.912	7.202.141	4.305.798	9.066.992	20.574.931
5.366.340	-	-	5.366.340	967.059	2.757.153	3.724.212	8.054.776	976.090	-	9.030.866
27.967.533	-	-	27.967.533	6.439.374	15.673.356	22.112.730	35.333.122	13.847.857	-	49.180.979
24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027	1.982.611	5.722.717	7.705.328	17.821.201	12.798.992	-	30.620.193
4.764.438	-	-	4.764.438	-	-	-	-	-	-	-
107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811	55.707.944	111.449.962	167.157.906	85.888.213	95.934.658	12.147.334	193.970.205

18.4. Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2011, M\$ 739.686.386 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2010 dicho monto ascendía a M\$ 679.999.810.

El movimiento durante los períodos 2011 y 2010 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31/12/11	31/12/10	31/12/09
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	67.748.527	60.346.205	(61.905.837)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(28.520.464)	15.654.909	126.579.938
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(9.306.696)	(8.252.587)	(4.327.896)
Diferencias de conversión	633.136	-	
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	30.554.503	67.748.527	60.346.205

18.5. Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 238.832.000 y M\$ 242.750.000, respectivamente.

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.

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Por el lado de Enersis, el préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York suscrito en diciembre 2009, y que expira en diciembre de 2012, establece que para desencadenar un cross default debe haber un pago en mora, ya sea de intereses o capital, de Enersis, Chilectra o Endesa Chile. Este préstamo sindicado no tiene desembolsos a esta fecha. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, no 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 uno o más de estos préstamos 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 en el contrato. Adicionalmente, en diciembre 2009, tanto Enersis como Endesa Chile suscribieron préstamos bajo ley chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En estos préstamos el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estos préstamos nunca han sido desembolsados.

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 y Endesa Chile.

Los bonos locales de Enersis y Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

Al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, ni Enersis ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones contractuales cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Nota 19. Política de gestión de riesgos

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

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

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- El Comité de Riesgos del Grupo es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de los Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados y productos 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.
- Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos del Grupo.
- 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.

19.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 62% al 31 de diciembre de 2011.

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, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31/12/11	31/12/10
	%	%
Tasa de interés fijo	62%	51%
Tasa de interés variable	38%	49%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.
- 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\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

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

19.3. Riesgo de commodities

El Grupo 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 compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 31 de diciembre de 2011 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

19.4. Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo presenta una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 961.355.037 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 242.750.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando 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) con límites establecidos para cada entidad. Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible y condiciones de mercado, los primeros. La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.

19.6. 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 garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, 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
- Derivados financieros.

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.
- Para el caso de deuda, considerando las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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

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

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia. 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	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Tipo de interés	41.560.004	38.847.459
Tipo de cambio	3.602.591	539.575
Correlación	(310.050)	(2.695.024)
Total	44.852.545	36.692.010

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el ejercicio 2011 y 2010 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

Nota 20. Instrumentos financieros

20.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

31 de diciembre de 2011						
	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.013.028.618	-	-
Total corriente	47.504	-	-	1.013.028.618	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.892.655	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	444.818.541	-	-
Total no corriente	-	-	20.793.960	444.818.541	2.892.655	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.457.847.159	2.892.655	12.926.433

31 de diciembre de 2010						
	Activos financieros mantenidos para negociar	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados	17.551	-	-	-	-	64.518
Otros activos de carácter financiero	-	-	7.735.440	1.058.569.847	-	-
Total corriente	17.551	-	7.735.440	1.058.569.847	-	64.518
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.511.197	-
Instrumentos derivados	91.262	-	-	-	-	27.212.944
Otros activos de carácter financiero	-	-	29.461.230	319.907.351	-	-
Total no corriente	91.262	-	29.461.230	319.907.351	2.511.197	27.212.944
Total	108.813	-	37.196.670	1.378.477.198	2.511.197	27.277.462

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

31 de diciembre de 2011				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	11.601.335	3.929.271	646.444.125	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.395.341.923	-
Total corriente	12.408.440	3.929.271	2.041.786.048	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.235	-
Total no corriente	13.215.469	-	3.059.530.729	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.101.316.777	219.114.378

	31 de diciembre de 2010			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	6.509.732	-	646.469.760	-
Instrumentos derivados	-	-	-	10.002.909
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.375.307.875	-
Total corriente	6.509.732	-	2.021.777.635	10.002.909
Préstamos que devengan interés	15.171.516	12.395.250	2.736.255.564	-
Instrumentos derivados	-	-	-	240.113.443
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	49.341.676	-
Total no corriente	15.171.516	12.395.250	2.785.597.240	240.113.443
Total	21.681.248	12.395.250	4.807.374.875	250.116.352

20.2. 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 mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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 2011				31 de diciembre de 2010			
	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:	-	2.792.448	119.964	7.048.868	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura flujos de caja	-	2.792.448	119.964	7.048.868	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura de tipo de cambio:	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867	-	25.387.885	9.340.943	235.234.989
Cobertura de flujos de caja	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556	-	25.387.885	3.867.323	229.257.717
Cobertura de valor razonable	-	-	3.009.854	4.147.311	-	-	5.473.620	5.977.272
Total	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735	64.518	27.212.944	10.002.909	240.113.443

- Información general relativa a instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de instrumentos de cobertura	Descripción de instrumento de cobertura	Descripción de instrumentos contra los que se cubre	Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre	Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de riesgos que están cubiertos
				31-12-2011	31-12-2010
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos bancarios	(4.376.384)	(3.715.361)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos bancarios	-	(509.567)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos bancarios	(7.157.165)	(11.450.892)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones no garantizadas (bonos)	(194.654.396)	(207.163.070)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios 2011 y 2010 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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 2011		31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumento derivado	4.034.969	-	3.788.165	-	-	9.435.859
Partida subyacente	-	4.763.189	-	6.749.098	7.893.882	-
Total	4.034.969	4.763.189	3.788.165	6.749.098	7.893.882	9.435.859

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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 2011				31 de diciembre de 2010			
	Activo corriente	Pasivo corriente	Activo no corriente	Pasivo no corriente	Activo corriente	Pasivo corriente	Activo no corriente	Pasivo no corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	47.504	807.105	-	-	17.551	-	91.262	-

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 2011 y 2010, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2011								
	Valor razonable	Valor nominal							Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863	
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863	
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300	
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742	
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558	
Derivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294	
Total	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457	

Derivados financieros

31 de diciembre 2010

	Valor razonable		Valor nocional						Total
			Antes de 1 año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628	
Cobertura de flujos de caja	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628	
Cobertura de tipo de cambio:	(219.188.047)	7.219.945	13.573.114	-	462.159.584	9.023.829	203.222.043	695.198.515	
Cobertura de flujos de caja	(207.737.155)	7.219.945	4.680.100	-	462.159.584	-	203.222.043	677.281.672	
Cobertura de valor razonable	(11.450.892)	-	8.893.014	-	-	9.023.829	-	17.916.843	
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	72.537	-	-	-	-	-	72.537	
Total	(222.730.077)	24.133.751	13.573.114	10.670.628	569.648.428	15.338.630	216.607.129	849.971.680	

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

20.3. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de 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 2011 y 2010:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31/12/11 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos financieros				
Derivados de cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos financieros				
Derivados de cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados de cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros largo plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31/12/10 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos financieros				
Derivados de cobertura de flujo de caja	27.277.462	-	27.277.462	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	-	108.813	-
Activos financieros disponibles para la venta largo plazo	88.909	88.909	-	-
Total	27.475.184	88.909	27.386.275	-
Pasivos financieros				
Derivados de cobertura de flujo de caja	238.665.460	-	238.665.460	-
Derivados de cobertura de valor razonable	11.450.892	-	11.450.892	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	6.509.732	-	6.509.732	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	15.171.516	-	15.171.516	-
Otros pasivos financieros largo plazo	12.395.250	-	-	12.395.250
Total	284.192.850	-	271.797.600	12.395.250

20.3.1. 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 31 de diciembre de 2009		11.953.000
Pérdida imputada en resultado financiero		442.250
Saldo al 31 de diciembre de 2010		12.395.250
Utilidad imputada en resultado financiero		(8.465.979)
Saldo al 31 de diciembre de 2011		3.929.271

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 21. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$
Acreeedores comerciales	393.066.581	305.079.295	-	4.477.313
Otras cuentas por pagar	841.997.878	919.410.703	14.304.607	32.759.399
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.235.064.459	1.224.489.998	14.304.607	37.236.712

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/11	31/12/10	Uno a cinco años	
	M\$	M\$	31/12/11	31/12/10
			M\$	M\$
Proveedores por compra de energía	354.964.500	417.786.845	-	5.565.832
Proveedores por compra de combustibles y gas	38.102.081	37.808.210	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	612.692.782	385.380.841	243.790	13.410.089
Dividendos por pagar a terceros	89.492.092	249.404.275	-	-
Multas y reclamaciones	74.994.982	53.729.963	-	-
Pesquisas y desarrollo	17.971.576	33.202.794	3.894.943	1.895.349
Cuentas por pagar instituciones fiscales	17.684.946	32.851.967	7.580.699	11.216.940
Contrato Mitsubishi (LTSA)	-	3.397.620	-	3.288.535
Obligaciones programas sociales	14.987.123	1.122.119	1.327.278	-
Otras cuentas por pagar	14.174.377	9.805.364	1.257.897	1.859.967
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.235.064.459	1.224.489.998	14.304.607	37.236.712

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

Nota 22. Provisiones

22.1. Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión por garantía	-	-	-	2.821.692
Provisión de reclamaciones legales	28.429.816	44.903.128	186.849.932	209.740.117
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	13.806.632	10.779.096
Provisión proveedores y servicios	31.001.461	26.183.409	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	31.162.406	31.935.562	65.221	1.201.357
Provisiones de riesgos	-	-	38.388	-
Otras provisiones	9.108.971	12.427.137	1.813.468	980.067
Total	99.702.654	115.449.236	202.573.641	225.522.329

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	Por garantía M\$	Por reclamaciones legales M\$	Por desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en provisiones					
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
Movimientos en provisiones					
Provisiones adicionales	-	-	2.049.816	-	2.049.816
Incremento (decremento) en provisiones existentes	-	36.123.460	54.806	2.684.365	38.862.631
Provisión utilizada	-	(43.482.537)	-	(14.019.715)	(57.502.252)
Reversión de provisión no utilizada	-	(69.128.722)	-	-	(69.128.722)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo	-	38.900	393.141	47.818	479.859
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	(38.273)	(547.411)	573.146	1.737.638	1.725.100
Otro incremento (decremento)	(2.783.419)	37.632.813	(43.373)	10.012.277	44.818.298
Total movimientos en provisiones	(2.821.692)	(39.363.497)	3.027.536	462.383	(38.695.270)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	-	215.279.748	13.806.632	73.189.915	302.276.295

	Por garantía M\$	Por reclamaciones legales M\$	Por desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en provisiones					
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	2.875.372	258.404.359	10.234.267	78.797.369	350.311.367
Movimientos en provisiones					
Provisiones adicionales	-	30.017.390	-	8.668.661	38.686.051
Incremento (decremento) en provisiones existentes	37.506	26.663.407	563.120	5.321.740	32.585.773
Provisión utilizada	-	(21.169.685)	-	(16.888.613)	(38.058.298)
Reversión de provisión no utilizada	-	(32.025.516)	-	(121.367)	(32.146.883)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo	-	-	56.434	53.791	110.225
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	(91.186)	(7.644.162)	(74.726)	(3.995.350)	(11.805.424)
Otro incremento (decremento)	-	397.452	1	891.301	1.288.754
Total movimientos en provisiones	(53.680)	(3.761.114)	544.829	(6.069.837)	(9.339.802)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565

22.2. 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.- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaran en el año 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"). En el memorial de demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; 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, demandan las cantidades que resulten de los daños generador 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. El 15 de junio de 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, la cual no fue objetada por el Parlamento argentino y que fue luego ratificada por el Poder Ejecutivo. En el Acta Acuerdo 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 fijarán las condiciones para un período tarifario ordinario de cinco años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, suspensión que ha ido renovándose año a año, a solicitud de las demandantes. Con fecha 13 de octubre de 2010 el Tribunal comunicó la suspensión del procedimiento hasta el día 6 de octubre de 2011. Al concluir dicho plazo el Tribunal solicitaría a las partes que le informaren respecto a la situación que guarda el proceso de negociación de conformidad con el Acta Acuerdo, lo que hasta la fecha no ha ocurrido. En octubre de 2010, el árbitro Robert Volterra renunció a su cargo. Según la normativa aplicable, ello obligaba a los demandantes a designar un reemplazante en un plazo de 45 días a contar desde que tuviere lugar la comunicación de la Secretaría; sin embargo, las demandantes solicitaron suspender el procedimiento también en lo que se refiere a la designación del árbitro sustituto, a lo que la República Argentina dio su conformidad.
- 2.- Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones ("Meridional") es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Eléctricas Fluminense S.A. ("CELF"). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que 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 Meridional, 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 obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución, el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso "Mandado de Segurança", el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaração (con el objeto de aclarar una omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de este año el proceso se envió al Ministerio Público. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente US\$427 millones.

- 3.- El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral constituido por la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas de Rio de Janeiro emitió un laudo en virtud de la demanda arbitral interpuesta en 2005 por Enertrade Comercializadora de Energía S.A. ("Enertrade") contra la filial brasilera de distribución Ampla Energía e Servicios S.A., derivada de diferencias en un contrato de suministro de energía eléctrica. El laudo arbitral condena a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1ero. de enero de 2004 al 28 de agosto de 2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%, disponiendo igualmente la resolución del contrato de suministro existente a partir del 26 agosto de 2006. Ampla presentó un recurso de nulidad contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de "anticipación de tutela", para que fuera suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra Aneel ("Mandato de Seguridad"), donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. En mayo de 2009 se otorgó la "anticipación de tutela", suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. La cuantía se estima en aproximadamente US\$53 millones. Enertrade ha interpuesto diversos recursos para tratar de revocar las medidas cautelares anteriormente indicadas, manteniéndose la suspensión de los efectos del laudo arbitral. Paralelamente Ampla y Enertrade han intentado alcanzar un acuerdo, sin embargo las negociaciones no han fructificado. En mayo de 2011 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juzgamiento del mérito y durante el mes de septiembre de ese año AMPLA presentó un Memorial al Juez, en razón del cambio de Jueces en el proceso. La causa se encuentra en estado de pronunciarse sentencia de primera instancia.
- 4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos ("CIBRAN") demandó a la filial brasilera de distribución 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 en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor cuyos fundamentos también son las interrupciones de energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$59,19 millones
- 5.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del "Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina" celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 62,72 millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", 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. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la "Crisis Argentina", país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la "Crisis Argentina" fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. 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. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas.
- 6.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Elétricas S.A. y notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en

Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 277 millones aprox.), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con los intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, a y las demás penalidades, por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada"; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. La fase de pruebas ha concluido y respecto de los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. En la actualidad está pendiente la resolución de la acción principal y del fondo de la cautelar.

- 7.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra filial brasilera de distribución AMPLA para discutir la inmunidad frente al COFINS, y en virtud del cual AMPLA no pagó tal tributo en cuanto dispone que los cambios legislativos entran a regir 90 días después de su publicación. Basado en él, AMPLA comenzó a pagar COFINS sólo a contar del mes de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que tal norma constitucional, sólo rige para los cambios a normas de rango legal, pero no para la propia Constitución, cuyas modificaciones comenzarían a regir de inmediato. Además, la Receita Federal alega que con motivo del cambio de régimen fiscal efectuado por AMPLA (percibido por devengado), el monto imponible de COFINS habría aumentado durante el primer semestre de 2002. El acta fue notificada en julio de 2003. La decisión de primera instancia administrativa fue desfavorable a AMPLA y ésta presentó recurso en octubre de 2003. En noviembre de 2007 el recurso fue decidido en la segunda instancia administrativa, en parte favorable al Fisco en relación al periodo de vigencia de cambio de la Constitución y, en parte, favorable a AMPLA en relación al cambio del régimen fiscal de percibido a devengado. En abril de 2008, la Hacienda Nacional presentó recurso contra esta decisión a la Cámara Superior de Recursos. En octubre de 2008 AMPLA presentó su respuesta al recurso y también presentó recurso a la Cámara Superior para intentar cambiar la parte de la decisión que no fue favorable a AMPLA. En el mes de mayo de 2009, la Hacienda Pública Federal incorporó un interés sobre la multa aplicada, el cual ha sido calculado por la aplicación del Selic (Sistema Especial de Liquidación y Custodia: índice de corrección determinado por el gobierno federal basado en la tasa de interés referencial del Banco Central de Brasil), desde el mes siguiente al recibimiento del Acta de Infracción. En consecuencia, como el Acta fue recibida en julio de 2003, el Selic corresponde a los intereses acumulados desde el mes de agosto de 2003, lo que arroja una tasa del 101,21%. En agosto de 2009 se notificó a AMPLA que el Recurso Especial presentado por la empresa no fue aceptado a tramitación. Contra esta resolución AMPLA presentó otro recurso ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso que tenía por finalidad que el Recurso Especial fuera acogido, fue juzgado en contra de Ampla. En mayo de 2010, Ampla fue notificada de esta decisión. En julio de 2010, Ampla recibió intimación de diligencia para presentar los montos que representen los ingresos financieros. El 26 de julio de 2010, Ampla presentó su contestación a la intimación de diligencia. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial presentado por la Hacienda Nacional. También está pendiente el fallo del recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US\$ 92,05 millones.
- 8.- Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra filial brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US\$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido, dado que los préstamos

en reales efectuados por AMPLA a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la primera instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa) el cual fue fallado favorablemente en diciembre de 2007 forma total a AMPLA. En enero de 2010 AMPLA fue notificada de esta decisión favorable del Consejo de Contribuyentes, como asimismo, del Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública. En febrero de 2010 AMPLA presentó sus contra razones (argumentos) contra el Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública, que se encuentra pendiente de resolución. La cuantía asciende a US\$ 417,52 millones.

- 9.- El año 2002, el Estado de Río de Janeiro (RJ) a través de un decreto, estableció que el ICMS debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo. Por problemas de caja, nuestra filial brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el 5° día del mes siguiente al de su devengo). No obstante un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos leyes de amnistía, en septiembre de 2005 el Estado de RJ levantó acta contra AMPLA para cobrar la multa por los pagos con retraso, acta que fue recurrida por AMPLA el mismo año. En febrero de 2007 AMPLA fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de RJ. En marzo de 2007 AMPLA presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de RJ (2da instancia administrativa). AMPLA obtuvo "liminar" (medida cautelar) a su favor que le permitió presentar este recurso sin la necesidad de efectuar depósito o constituir garantía por el 30% del valor del acta actualizada. Con fecha 26 de agosto de 2010 AMPLA recibió notificación desfavorable de la segunda instancia. El Consejo de Contribuyentes, de forma que se estima contraria a derecho, decidió que el recurso administrativo de AMPLA estaba resuelto en su contra. Posteriormente con fecha 01 de septiembre de 2010 AMPLA presentó recurso al Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes) para que sea corregida la decisión del Consejo de Contribuyentes. Pendiente fallo de Consejo Pleno. La cuantía asciende a US\$ 99,91 millones.
- 10.- A fines de 2002, nuestra filial brasilera de generación CGTF 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 Electrónicos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). La Unión Federal argumenta que los bienes importados no corresponden a grupos electrónicos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial. En septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrónico de acuerdo a la pretensión de CGTF, y determinó que el depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. En febrero de 2009 la Receita Federal presentó recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF). En mayo de 2010 el Tribunal Regional Federal (TRF), 2° instancia judicial del nordeste, dictó fallo a favor de CGTF, confirmando íntegramente la sentencia de primera instancia judicial a favor de CGTF y rechazó la apelación de la Unión Federal. La decisión del tribunal de segunda instancia, que cuadró los equipos de CGTF en el concepto fiscal de grupo electrónico, quedó firme y definitiva pues la hacienda pública no presentó recurso a los tribunales superiores (por reconocer que el tema de fondo era básicamente de prueba y que así no correspondía presentar recurso). En septiembre de 2009 se resolvió definitivamente en forma favorable a CGTF el incidente que le permitió calificar los bienes con tasa 0% y des-aduanar los equipos, previo depósito judicial. En octubre de 2009 se publicó la decisión de segunda instancia que confirmó el fallo de primera instancia favorable a CGTF. En Noviembre de 2009 la Unión Federal presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2° instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Unión. En marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasil), En Junio de 2011 se dictó resolución que rechazó el recurso especial presentado por la Hacienda Pública. En Agosto de 2011, la Hacienda Pública fue notificada del rechazo del recurso especial recurrió en contra de dicha decisión. En Septiembre de 2011 CGTF evacuó su traslado respecto del anterior recurso, quedando el mismo pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 44,17 millones.
11. En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial,

solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, 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 fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. A la presente fecha en este proceso judicial se dictó la resolución que recibió la causa a prueba, existiendo actualmente recursos de reposición pendientes de resolver por el tribunal. 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 cuanto a su tramitación se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume, respecto de la cual se solicitó su alzamiento, petición que fue denegada, habiéndose apelado de esta resolución cuya denegación fue finalmente confirmada. Acto seguido se solicitó la sustitución de la cautelar por una fianza nominal de la filial Eniges, para cuyo efecto acreditamos solvencia de esta última, solicitud que fue denegada, dicha resolución fue objeto de recurso de apelación por parte de Endesa el que a la fecha se encuentra pendiente su vista. En cuanto al fondo, se dictó el auto de prueba, las partes interpusieron recurso de reposición en su contra, el que está pendiente de resolverse.

12. Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008, 2009 y 2011. en contra de PANGUE S.A., filial de ENDESA CHILE, los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales. La cuantía de estos cinco procesos asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 34,12 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a PANGUE S.A., habiéndose interpuesto por los demandantes recurso de apelación, encontrándose actualmente uno de ellos pendiente su fallo ante la Corte de Apelaciones de Concepción y el otro terminado con fallo favorable de segunda instancia de fecha 26 de mayo de 2011, por rechazo de recurso de casación en el fondo interpuesto por los demandantes ante la Corte Suprema. Los otros dos procesos se encuentran a la espera que sean citadas las partes a oír sentencia y en estado de dictarse sentencia. El último de ellos se encuentra terminado con sentencia firme y ejecutoriada que declara el abandono del procedimiento. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una compañía de seguros, por lo que PANGUE S.A. no tiene riesgo patrimonial en ellos.
13. Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, 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 terminado el periodo de prueba y citadas las partes a oír sentencia. 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 mala operación de la Central debe ser acreditado mediante prueba legal por parte de los demandantes. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de \$ 14.610.042.700 (US\$ 28,13 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.
14. 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 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume, y la resolución administrativa que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público, en ambos actos administrativos. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención

de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. ENDESA CHILE ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de los dos juicios de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el periodo de discusión y en uno de ellos (Rol 7036-2010) se resolvieron las reposiciones al auto de prueba a con fecha 5 de octubre de 2011, iniciándose en consecuencia el periodo probatorio, el que se encuentra vencido con diligencias pendientes de absolución de posiciones y peritajes; en el otro, (Rol 6705-23010), está dictado el auto de prueba y aún no se notifica. En las causas de Transportes Silva y Silva Ltda se encuentran a la espera de que se dicte el auto de prueba en uno ellos, y en el otro está dictado el auto de prueba sin notificar. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

15. Con fecha 18 de enero de 2011 se constituyó el Tribunal Arbitral del juicio caratulado "Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A.", iniciado a requerimiento de ENDESA CHILE para la determinación del monto de los perjuicios que la sentencia arbitral dictada en otro arbitraje entre las partes, de fecha 27 de marzo de 2009, que en fallo de mayoría, reconoció a Endesa Chile por los sobreconsumos del contrato de suministro de energía y potencia celebrado entre las partes con fecha 31 de mayo de 2003. Una vez ejecutoriado el fallo arbitral en el año 2010, ENDESA CHILE con fecha 15 de abril de 2011 inició un nuevo juicio arbitral para determinar el monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral del año 2009. La cuantía del juicio es de \$ 41.864.543.390 (US\$ 80,63 millones). En cuanto al estado procesal del juicio arbitral el día 6 de junio CMPC contestó la demanda. Las partes suspendieron el procedimiento para negociar, sin resultados, y culminó el 30 de septiembre de 2011. Endesa formuló réplica en contra de la contestación, y se dio un plazo de 10 días hábiles a la demandada para responder. Actualmente se encuentra cerrado el periodo de discusión, y pendiente el llamado a conciliación.
- 16.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento 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 S.A. ESP. 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 \$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a US\$1.544,24 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 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, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina.

Pendiente resolver recurso de apelación.

- 17.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal, la cual actualmente está pendiente de fallo. La cuantía actual de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$51,31 millones.
- 18 - La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal, la cual se encuentra pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 51,60 millones.
- 19 - Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732 que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que se encuentra sin notificar.

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.

Nota 23. Obligaciones por beneficios post empleo

23.1. Aspectos generales

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.l.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- 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 causa 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 causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

c) Beneficios de aportación definida

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

23.2. Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros

- a) Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo corriente	-	5.450.382
Obligaciones post empleo no corriente	277.526.013	215.818.975
Total pasivo	277.526.013	221.269.357
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	-	(3.352.698)
Total obligaciones post empleo, neto	277.526.013	217.916.659

(*) Corresponde al exceso del valor razonable de los activos afectos al plan sobre el valor actual de la obligación por prestaciones definidas generadas en la Filial Coelce, que se presenta en el rubro Otros Activos Financieros (Ver nota 6).

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Obligaciones post empleo	600.384.950	554.990.745
(-) Plan de activos (*)	(366.137.888)	(377.239.859)
Total	234.247.062	177.750.886
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	31.908.269	31.425.234
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	11.370.682	11.527.032
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	-	(2.786.493)
Total obligaciones post empleo, neto	277.526.013	217.916.659

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(**) Las filiales brasileñas deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora.

(***) Corresponde a las Obligaciones Post Empleo de CAM y Synapsis (ver Nota 11 y 2.4.1).

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Valor actuarial de las obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	510.334.175
Costo del servicio corriente	4.455.159
Costo por intereses	52.703.379
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.461.694
(Ganancias) pérdidas actuariales	48.675.226
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(15.843.247)
Contribuciones pagadas	(46.795.641)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	554.990.745
Costo del servicio corriente	4.355.454
Costo por intereses	57.048.714
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.252.638
(Ganancias) pérdidas actuariales	31.390.546
Diferencia de conversión de moneda extranjera	890.940
Contribuciones pagadas	(52.715.892)
Costos de servicios Pasados	4.385.031
Reducción de la obligación por venta de Cam y Synapsis	(2.885.053)
Otros	1.671.827
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	600.384.950

Al 31 de diciembre de 2011, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 5,99% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,4% a 31 de diciembre de 2010), en un 78,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,1% a 31 de diciembre de 2010), en un 14,17% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,1% a 31 de diciembre 2010) y el 1,28% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una filial argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2010).

c) 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 2010	(362.690.337)
Rendimiento esperado	(41.253.550)
(Ganancia) pérdida actuarial	(2.416.269)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.205.535
Aportaciones	(15.530.103)
Contribuciones pagadas	32.444.865
Saldo al 31 de diciembre de 2010	(377.239.859)
Rendimiento esperado	(44.345.866)
(Ganancia) pérdida actuarial	29.912.014
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.214.769
Aportaciones del empleador	(13.605.383)
Aportaciones	(1.252.638)
Contribuciones pagadas	35.179.075
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	(366.137.888)

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones e inmuebles propios del Grupo.

	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Acciones	5	5
Inmuebles	10.152.936	9.570.510
Total	10.152.941	9.570.515

d) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los activos del plan	31/12/11		31/12/10	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	55.291.894	16%	65.913.747	18%
Activos de renta fija	275.643.406	75%	283.356.040	75%
Inversiones inmobiliarias	20.653.101	6%	23.748.294	6%
Otros	14.549.487	3%	4.221.778	1%
Total	366.137.888	100%	377.239.859	100%

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las proyecciones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real promedio al 31 de diciembre del 2011 fue del 12,09%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 son los siguientes:

Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.355.454	4.455.159	5.138.692
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	57.048.714	52.703.379	51.679.594
Rendimiento esperado de activos del plan	(44.345.866)	(41.253.550)	(32.050.585)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	17.058.302	15.904.988	24.767.701
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	62.246.623	48.495.375	15.599.453
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	79.304.925	64.400.363	40.367.154

23.3. Otras revelaciones

• Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,50%	8,50%	9,52%	5,50%	16,80%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	11,10%	12,90% / 13,41%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	6,59%	4,50%	3,5% - 4,0% - 4,5%	4,51%	0,00%	11,30%
Tablas de mortalidad	RV-2004	RV-2004 / RV-85	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	CSO 1980

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2011, 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\$54.571.512 (M\$48.202.624 al 31 de diciembre de 2010) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$65.049.753 (M\$56.462.882 al 31 de diciembre de 2010) 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 2011 han ascendido a M\$1.998.189 (M\$1.382.818 y M\$ 2.132.317 a diciembre 2010 y 2009, respectivamente).

Nota 24. Patrimonio

24.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

24.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.835 y está representado por 32.651.166.465 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

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.

24.1.2. Dividendos

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 26 de febrero de 2010, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, a celebrarse el 22 de abril de 2010, la distribución de un dividendo definitivo del 35,11% de las utilidades líquidas de la Compañía correspondientes al ejercicio 2009, esto es \$7,1 por acción.

La propuesta anterior modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2009, que preveía el reparto de un dividendo definitivo del 60% de las utilidades líquidas de la Compañía. Lo anterior fue informado como Hecho Esencial con fecha 26 de febrero de 2010. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 22 de abril de 2010, se acordó distribuir el dividendo mínimo obligatorio y un dividendo adicional, ascendente a un total de \$7,1 por acción. Dicho Dividendo fue pagado parcialmente durante el ejercicio 2009 (Dividendo Provisorio N° 80) y el remanente de \$4,64323 por acción se pagó con fecha 6 de mayo de 2010 (Dividendo Definitivo N° 81).

El Directorio acordó establecer como política de dividendos para el año 2010, distribuir un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 27 de octubre de 2010, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2011, un dividendo provisorio de \$ 1,57180 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2010, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2010.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.

Lo anterior constituye una modificación de la política de dividendos de la Compañía, correspondiente al ejercicio 2010, que preveía el pago del dividendo provisorio durante el mes de diciembre.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 30 de noviembre de 2011, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2012, un dividendo provisorio de \$ 1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2011.

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 ó a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos seis ejercicios, se resume como sigue:

N° dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
72	Definitivo	20/04/05	0,41654	2004
73	Definitivo	03/04/06	1,00000	2005
74	Provisorio	26/12/06	1,11000	2006
75	Definitivo	23/05/07	4,89033	2006
76	Provisorio	27/12/07	0,53119	2007
77	Definitivo	30/04/08	3,41256	2007
78	Provisorio	19/12/08	1,53931	2008
79	Definitivo	12/05/09	4,56069	2008
80	Provisorio	17/12/09	2,45677	2009
81	Definitivo	06/05/10	4,64323	2009
82	Provisorio	27/01/11	1,57180	2010
83	Definitivo	12/05/11	5,87398	2010
84	Provisorio	27/01/12	1,46560	2011

24.2. Reservas por diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la controladora, netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(32.242.851)	(31.997.882)	(25.140.985)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(39.867.010)	(39.533.598)	(30.917.314)
Ampla Energia e Serviços S.A.	125.398.489	131.368.333	145.683.499
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	1.047.218	2.457.495	3.558.280
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	20.185.717	8.383.309	8.666.552
Inversiones Distrilima S.A.	7.760.149	(631.395)	1.913.422
Edelnor	2.567.123	(9.402.243)	(5.533.832)
Investluz S.A.	3.630.372	3.645.236	3.681.834
Endesa Brasil S.A.	20.839.624	32.580.194	55.686.633
Central Costanera S.A.	(6.301.808)	(6.826.288)	(3.209.430)
Gas Atacama S.A.	3.979.726	(2.013.576)	2.261.348
Emgesa S.A. E.S.P.	51.141.069	38.858.582	40.494.477
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	(9.846.088)	(10.306.187)	(7.744.971)
Generandes Perú S.A.	28.938.192	766.900	9.417.649
Grupo Synapsis	-	(1.148.937)	(339.801)
Grupo CAM	-	(2.087.946)	(1.259.460)
Otros	(607.254)	(833.107)	(244.691)
Total	176.622.668	113.278.890	196.973.210

24.3. Gestión del capital

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

24.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2011 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$1.037.860.473, M\$142.130.265, M\$437.934.092, M\$49.905.714 y M\$84.428.267, respectivamente.

24.5. Otras reservas

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	63.343.778	176.622.668
Coberturas de flujo de caja	40.783.463	(41.093.728)	(310.265)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(27.989)	13.836
Otras reservas varias	(1.505.891.534)	8.682.538	(1.497.208.996)
Total	(1.351.787.356)	30.904.599	(1.320.882.757)

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	196.973.210	(83.694.320)	113.278.890
Coberturas de flujo de caja	(188.691.145)	14.682.972	(174.008.173)
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	126	41.825
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
Total	(1.282.776.134)	(69.011.222)	(1.351.787.356)

	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Movimiento 2009 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2009 M\$
Diferencias de cambio por conversión	283.959.611	(86.986.401)	196.973.210
Coberturas de flujo de caja	(276.767.607)	88.076.462	(188.691.145)
Activos financieros disponibles para la venta	9.565	32.134	41.699
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
Total	(1.283.898.329)	1.122.195	(1.282.776.134)

- **Reservas de conversión: Proviene 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.).

- **Reservas de cobertura flujo de caja: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).**

- **Otras reservas varias**

Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

- En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008. Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".
- Diferencias de cambio por conversión 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 Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

24.6. Participaciones no controladoras

A continuación se explican las principales variaciones en las participaciones no controladoras durante los ejercicios 2011, 2010 y 2009:

- a) Con fecha 9 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.A. por un monto de US\$ 375 millones. Esta adquisición ha supuesto una disminución de M\$ 127.551.963 de las participaciones no controladoras.
- A su vez, con fecha 15 de octubre de 2009, también en una operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. ("Edelnor") por un monto de US\$ 145,7 millones. Esta adquisición ha supuesto una disminución de M\$ 37.886.392 de las participaciones no controladoras.
 - Cabe destacar que los Directorios de Endesa Chile y Enersis autorizaron las operaciones antes descritas previa revisión de valorizaciones externas, proporcionadas por Bancos de Inversión contratados para tal efecto, así como de la propia valorización interna efectuada por la administración ejecutiva de cada compañía. Estas adquisiciones fueron efectuadas a Generalima S.A.C., sociedad peruana íntegramente filial de Endesa Latinoamérica, matriz directa de Enersis.
- b) Por otra parte, respecto a la variación negativa que se refleja en la línea "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios" del estado de cambios en el patrimonio, ésta se explica fundamentalmente:
- (i) La proporción que le corresponde a las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas, y
 - (ii) Además, el 2010 incluye la proporción que le corresponde a las participaciones no controladoras en la reducción de capital efectuada por nuestra filial Emgesa S.A. E.S.P.. El monto percibido por las participaciones no controladoras asciende a M\$ 85.231.132.

Nota 25. Ingresos

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Ventas de energía	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884
Otras ventas	31.746.174	50.570.774	56.489.259
Ventas equipos de medida	2.229.019	2.621.293	2.822.658
Ventas de materiales electrónicos	18.913.641	31.263.834	39.840.661
Ventas de productos y servicios	10.603.514	16.685.647	13.825.940
Otras prestaciones de servicios	417.209.641	474.934.133	477.648.472
Peajes y transmisión	249.719.988	182.638.100	229.183.380
Arriendo equipos de medida	6.540.680	9.646.546	8.327.754
Alumbrado público	27.583.293	31.092.463	30.603.007
Verificaciones y enganches	15.605.137	14.106.659	14.869.456
Servicios de ingeniería	11.896.382	15.871.319	19.960.120
Servicios de consultoría	-	23.442.524	26.976.336
Otras prestaciones	105.864.161	198.136.522	147.728.419
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615

	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Otros ingresos por naturaleza			
Ingresos por contratos de construcción	179.051.253	252.401.048	200.493.636
Apoyos mutuos	25.188.962	23.287.510	17.809.432
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	8.693.287	10.611.783	24.832.249
Arrendamientos	765.055	699.787	841.083
Ventas de nuevos negocios	12.619.489	11.380.343	9.238.121
Otros Ingresos (1)	54.310.209	85.970.818	105.557.517
Total otros ingresos por naturaleza	280.628.255	384.351.289	358.772.038

(1) Durante el ejercicio 2011 se ha reconocido un monto de M\$ 7.273.992 (M\$ 22.225.795 en diciembre de 2010) que corresponden a la activación de la póliza de seguro que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I que, como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, afectó a dicha Central. Ver Nota N°15 d) vi).

Nota 26. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados			
Compras de energía	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)
Consumo de combustible	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)
Gastos de transporte	(393.991.121)	(405.983.092)	(316.287.883)
Costos por contratos de construcción	(179.051.253)	(252.401.048)	(200.493.636)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(459.934.694)	(636.509.375)	(593.376.220)
Total materias primas y consumibles utilizados	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)

Nota 27. Gastos por beneficios a los empleados

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es la siguiente:

	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Gastos por beneficios a los empleados			
Sueldos y salarios	(277.553.004)	(295.339.462)	(296.862.091)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(6.353.643)	(5.837.977)	(7.271.009)
Seguridad social y otras cargas sociales	(92.915.099)	(63.391.743)	(52.252.408)
Otros gastos de personal	(1.730.380)	(10.108.831)	(14.016.937)
Total gastos por beneficios a los empleados	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)

Nota 28. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	(322.218.490)	(338.040.266)	(346.587.547)
Amortizaciones	(102.681.546)	(110.977.009)	(107.782.412)
Subtotal	(424.900.036)	(449.017.275)	(454.369.959)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)
Total	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)

(*) Pérdidas por deterioro

	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(18.649.480)	(95.391.111)	(22.179.120)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 11)	-	(14.881.960)	(21.915.849)
Plusvalía (ver nota 14)	(14.379.823)	-	-
Inmovilizado (ver nota 15)	(106.449.843)	(1.340.235)	(43.999.600)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	3.321.687	3.239.877	2.809.044
Total	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)

Nota 29. Otros gastos por naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(95.222.224)	(130.232.972)	(146.952.970)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(180.880.189)	(113.944.110)	(117.604.978)
Reparaciones y conservación	(89.045.849)	(69.199.458)	(53.933.371)
Indemnizaciones y multas	(14.733.175)	(41.316.694)	(20.934.632)
Tributos y tasas	(90.333.630)	(26.456.298)	(33.891.117)
Primas de seguros	(20.745.032)	(19.147.361)	(19.866.916)
Arrendamientos y cánones	(17.042.089)	(16.980.825)	(19.969.187)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(10.316.261)	(16.207.055)	(16.338.026)
Otros aprovisionamientos	(14.716.010)	(11.701.238)	(19.372.298)
Gastos de viajes	(6.428.292)	(4.306.510)	(4.966.691)
Gastos de medioambiente	(1.235.646)	(942.248)	(3.859.011)
Total Otros gastos por naturaleza	(540.698.397)	(450.434.769)	(457.689.197)

Nota 30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	(10.733.882)	272.686	28.113.548
Venta de cartera Codensa Hogar	-	-	12.784.152
Ventas de terrenos	3.766.963	8.381.710	9.253.010
Otros	2.152.625	3.329.038	489.568
Total otras ganancias (pérdidas)	(4.814.294)	11.983.434	50.640.278

(*) Incluye un efecto por diferencias de conversión de M\$ (3.236.883).

Nota 31. Resultado financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	124.109.491	68.144.673	79.364.437
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	44.345.866	41.253.550	32.050.585
Otros ingresos financieros	62.735.004	56.962.380	41.884.708
Ingresos por otros activos financieros	2.422.508	4.876.345	6.370.675
Total ingresos financieros	233.612.869	171.236.948	159.670.405
Costos financieros	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Costos financieros	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
Préstamos bancarios	(134.214.794)	(127.921.732)	(137.274.372)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(161.347.460)	(150.777.160)	(171.723.898)
Arrendamientos financieros (leasing)	(2.937.215)	(3.056.546)	(3.733.454)
Valoración derivados financieros	(23.723.865)	(19.034.198)	(19.307.617)
Provisiones financieras	(90.830.303)	(73.709.974)	(12.105.233)
Obligación por beneficios post empleo	(57.048.714)	(52.703.379)	(51.679.594)
Gastos financieros activados	35.945.738	15.137.380	11.165.950
Otros costos financieros	(31.254.750)	(26.292.642)	(97.814.409)
Resultado por unidades de reajuste	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
Diferencias de cambio	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
Positivas	71.301.059	83.236.540	82.015.125
Negativas	(50.995.369)	(71.664.066)	(90.250.378)
Total costos financieros	(470.197.876)	(441.841.483)	(468.926.551)
Total resultado financiero	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)

Nota 32. Impuesto a las ganancias

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2011, 2010 y 2009:

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	Saldo al		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Gasto por impuestos corrientes	(458.621.881)	(397.519.578)	(422.830.225)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente (créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	42.545.139	51.094.799	39.752.182
Ajustes al impuesto corriente del periodo anterior	(882.687)	(2.869.081)	12.569.886
Otro gasto por impuesto corriente	(301.441)	(2.597.705)	(4.276.209)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(417.260.870)	(351.891.565)	(374.784.366)
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(43.612.506)	7.335.286	15.046.756
Gasto diferido (ingreso) por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas	148.137	(1.450.689)	-
Otro gasto por impuesto diferido	(111.453)	-	-
Total gasto por impuestos diferidos, neto	(43.575.822)	5.884.597	15.046.756
Efecto del cambio en la situación fiscal de la entidad o de sus accionistas	-	-	-
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 17 a.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(266.675.462)	(245.938.215)	(284.081.079)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(117.057.673)	(159.695.526)	(166.163.264)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	51.007.579	44.357.904	40.858.030
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(106.636.806)	(9.065.332)	(30.896.605)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	148.137	(1.450.689)	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(882.687)	(2.869.081)	12.569.886
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(20.739.780)	28.653.971	67.975.422
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(194.161.230)	(100.068.753)	(75.656.531)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó en Chile la Ley N° 20.455 "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Nota 33. Información por segmento

33.1. 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, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

A continuación se presenta la información por segmentos señalada, correspondientes al ejercicio 2011 y 2010.

33.2. Generación, distribución y otros

Línea de negocio Activos	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos corrientes	1.212.585.323	1.064.310.315	1.007.409.597	1.155.049.652	305.970.088	118.908.009	2.525.965.008	2.338.267.976
Efectivo y equivalentes al efectivo	552.738.084	410.734.005	298.945.821	307.574.515	368.237.363	243.046.517	1.219.921.268	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	914.209	5.535.951	25.011	2.281.558	-	-	939.220	7.817.509
Otros activos no financieros, corriente	31.292.979	7.342.281	38.792.524	27.188.821	2.380.809	1.462.146	72.466.312	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	355.609.508	321.074.432	610.324.178	690.037.361	11.668.702	26.986.447	977.602.388	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	130.673.380	186.356.762	7.215.786	87.128.995	(102.606.574)	(253.014.150)	35.282.592	20.471.607
Inventarios	55.906.768	42.162.603	16.354.914	15.560.743	5.663.862	4.928.358	77.925.544	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	85.450.395	91.104.281	35.751.363	25.277.659	20.625.926	21.605.401	141.827.684	137.987.341
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
Activos no corrientes	6.154.273.562	5.808.436.926	4.778.151.088	4.606.429.950	275.481.095	252.710.255	11.207.905.744	10.667.577.131
Otros activos financieros no corrientes	13.598.337	28.295.886	2.826.723	5.211.606	20.930.001	29.461.230	37.355.061	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes	28.731.435	31.459.012	80.741.831	70.535.341	27.842	1.741.942	109.501.108	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	175.400.312	139.301.288	267.256.936	179.381.740	671.202	884.932	443.328.450	319.567.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	(1.863.216)	764.220	117.946	324.864	1.745.270	(1.089.084)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	591.668.155	591.361.178	503.610.981	546.884.644	(1.082.085.874)	(1.124.144.170)	13.193.262	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.332.818	31.398.642	1.417.846.070	1.405.434.608	14.219.326	15.753.155	1.467.398.214	1.452.586.405
Plusvalía	106.399.041	97.673.241	129.382.377	130.262.504	1.240.622.708	1.249.086.179	1.476.404.126	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	5.068.294.024	4.739.297.094	2.180.696.470	2.017.266.712	(6.259.488)	(4.623.151)	7.242.731.006	6.751.940.655
Propiedad de inversión	-	-	-	-	38.055.889	33.019.154	38.055.889	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	136.712.656	148.886.365	195.671.754	251.127.931	47.554.218	52.620.068	379.938.628	452.634.364
Total activos	7.366.858.884	6.872.747.241	5.785.560.685	5.761.479.602	581.451.183	371.618.264	13.733.870.752	13.005.845.107

Patrimonio neto y pasivos	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Pasivos corrientes	1.150.249.282	1.143.674.971	1.394.053.750	1.298.274.817	(83.769.398)	(34.672.303)	2.460.533.634	2.407.277.486
Otros pasivos financieros corrientes	365.375.002	315.103.380	292.160.116	284.864.090	14.547.220	65.630.548	672.082.338	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	380.701.745	417.077.978	774.128.579	714.667.656	80.234.135	92.744.364	1.235.064.459	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	234.167.088	288.461.159	126.083.948	141.795.739	(203.073.399)	(282.054.639)	157.177.637	148.202.260
Otras provisiones corrientes	36.030.224	43.331.481	43.227.192	51.478.884	20.445.238	20.638.871	99.702.654	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	122.601.990	69.759.646	110.935.913	75.509.486	2.315.339	2.397.523	235.853.242	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	2.703.107	-	2.690.108	-	57.167	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes	11.373.233	7.238.220	47.518.002	27.268.854	1.762.069	1.283.474	60.653.304	35.790.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
Pasivos no corrientes	2.231.327.095	2.110.719.491	1.572.059.394	1.545.885.669	573.796.771	427.934.505	4.377.183.260	4.084.539.665
Otros pasivos financieros no corrientes	1.755.575.529	1.621.961.525	952.894.143	831.035.287	562.885.621	561.959.635	3.271.355.293	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	243.234	13.548.800	14.060.817	23.380.657	556	307.255	14.304.607	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	81.953	1.163.160	-	147.930.726	(81.953)	(148.009.596)	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	20.833.139	67.038.203	181.636.893	158.484.126	103.609	-	202.573.641	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	341.568.310	349.429.640	162.528.439	200.477.944	4.341.506	6.015.994	508.438.255	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.504.909	27.147.186	234.826.662	181.236.136	6.194.442	7.435.653	277.526.013	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes	76.520.021	30.430.977	26.112.440	3.340.793	352.990	225.564	102.985.451	33.997.334
Patrimonio neto	3.985.282.507	3.618.352.778	2.819.447.541	2.917.319.116	91.423.809	(21.643.938)	6.896.153.857	6.514.027.956
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.985.282.507	3.618.352.778	2.819.447.541	2.917.319.116	91.423.809	(21.643.938)	3.895.728.606	3.735.544.636
Capital emitido	1.752.890.037	1.830.431.254	1.010.886.630	1.088.609.246	61.106.168	(94.157.665)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.838.419.172	1.566.278.776	957.047.345	1.318.048.927	(562.497.637)	(780.638.194)	2.232.968.880	2.103.689.509
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	393.973.298	221.642.748	851.513.566	510.660.943	434.055.630	694.392.273	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	3.000.425.251	2.778.483.320
Total patrimonio neto y pasivos	7.366.858.884	6.872.747.241	5.785.560.685	5.761.479.602	581.451.182	371.618.264	13.733.870.752	13.005.845.107

Estado de resultados integrales	Generación		
	31/12/11	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$
Ingresos	2.700.026.218	2.780.604.080	2.708.357.655
Ventas	2.681.583.403	2.735.336.937	2.692.140.931
Ventas de energía	2.587.301.858	2.599.487.673	2.570.529.382
Otras ventas	10.642.489	15.262.308	6.009.988
Otras prestaciones de servicios	83.639.056	120.586.956	115.601.561
Otros ingresos de explotación	18.442.815	45.267.143	16.216.724
Aprovisionamientos y servicios	(1.272.985.092)	(1.300.760.188)	(1.058.410.593)
Compras de energía	(272.699.080)	(264.194.654)	(197.058.728)
Consumo de combustible	(742.631.157)	(672.030.596)	(580.234.432)
Gastos de transporte	(210.422.135)	(233.134.592)	(177.886.470)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(47.232.720)	(131.400.346)	(103.230.963)
Margen de contribución	1.427.041.126	1.479.843.892	1.649.947.062
Trabajos para el inmovilizado	6.404.803	688.024	731.901
Gastos de personal	(84.624.505)	(76.018.545)	(69.577.977)
Otros gastos fijos de explotación	(148.540.710)	(109.570.881)	(118.108.486)
Resultado bruto de explotación	1.200.280.714	1.294.942.490	1.462.992.500
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(205.906.910)	(244.848.894)	(270.584.246)
Resultado de explotación	994.373.804	1.050.093.596	1.192.408.254
Resultado financiero	(96.533.304)	(139.201.816)	(186.313.678)
Ingresos financieros	88.970.416	27.878.995	40.841.166
Gastos financieros	(187.258.748)	(178.031.427)	(239.569.394)
Resultados por unidades de reajuste	(5.369.555)	(2.885.747)	9.009.669
Diferencias de cambio	7.124.583	13.836.363	3.404.881
Positivas	36.535.322	59.331.363	71.795.866
Negativas	(29.410.739)	(45.495.000)	(68.390.985)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	8.215.763	811.855	2.233.946
Resultado de otras inversiones	1.038.160	234.251	(55.494)
Resultados en ventas de activos	975.577	1.631.416	64.430
Resultados antes de impuestos	908.070.000	913.569.302	1.008.337.458
Impuesto sobre sociedades	(255.341.927)	(197.493.560)	(201.746.950)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	652.728.073	716.075.742	806.590.508
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-
Resultado después de impuestos de las actividades interrumpidas	652.728.073	716.075.742	806.590.508
Resultado del periodo	652.728.073	716.075.742	806.590.508
Sociedad dominante	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-

	Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
	4.447.427.469	4.392.625.917	4.240.401.202	(612.573.343)	(609.648.884)	(476.703.204)	6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653
	4.187.214.704	4.053.333.247	3.892.291.952	(614.546.018)	(609.440.360)	(471.149.268)	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615
	3.830.011.900	3.754.753.999	3.642.828.755	(612.017.484)	(700.516.755)	(634.212.253)	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884
	8.391.707	9.220.770	12.431.451	12.711.978	26.087.696	38.047.820	31.746.174	50.570.774	56.489.259
	348.811.097	289.358.478	237.031.746	(15.240.512)	64.988.699	125.015.165	417.209.641	474.934.133	477.648.472
	260.212.765	339.292.670	348.109.250	1.972.675	(208.524)	(5.553.936)	280.628.255	384.351.289	358.772.038
	(2.904.965.972)	(2.861.855.754)	(2.687.937.114)	639.516.335	640.969.688	535.754.130	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)
	(2.099.527.411)	(1.988.241.950)	(1.958.392.871)	609.408.193	697.721.968	635.253.374	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)
	-	-	-	(8.206)	(7.507)	(3.181)	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)
	(228.281.706)	(216.929.666)	(158.940.229)	44.712.720	44.081.166	20.538.816	(393.991.121)	(405.983.092)	(316.287.883)
	(577.156.855)	(656.684.138)	(570.604.014)	(14.596.372)	(100.825.939)	(120.034.879)	(638.985.947)	(888.910.423)	(793.869.856)
	1.542.461.497	1.530.770.163	1.552.464.088	26.942.992	31.320.804	59.050.926	2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076
	39.331.002	34.742.737	32.998.618	4.437.307	9.438.604	-	50.173.112	44.869.365	33.730.519
	(252.417.780)	(215.810.871)	(216.622.884)	(41.509.841)	(82.848.597)	(84.201.584)	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)
	(389.777.503)	(366.421.018)	(367.766.183)	(2.380.185)	25.557.129	28.185.472	(540.698.398)	(450.434.770)	(457.689.197)
	939.597.216	983.281.011	1.001.073.639	(12.509.727)	(16.532.060)	3.034.814	2.127.368.203	2.261.691.441	2.467.100.953
	(347.074.905)	(291.545.800)	(239.656.554)	(8.075.680)	(20.996.010)	(29.414.684)	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)
	592.522.311	691.735.211	761.417.085	(20.585.407)	(37.528.070)	(26.379.870)	1.566.310.708	1.704.300.737	1.927.445.469
	(114.211.524)	(94.631.362)	(99.796.594)	(25.840.179)	(36.771.357)	(23.145.874)	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)
	127.716.519	132.691.391	117.121.114	16.925.934	10.666.562	1.708.125	233.612.869	171.236.948	159.670.405
	(242.555.022)	(227.390.652)	(226.454.904)	(35.597.593)	(32.936.172)	(16.448.329)	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
	42.067	153.805	458.162	(19.764.715)	(12.323.764)	12.313.498	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
	584.912	(85.906)	9.079.034	12.596.195	(2.177.983)	(20.719.168)	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
	4.951.758	7.255.856	18.584.732	39.385.744	24.744.149	(8.365.473)	80.872.824	91.331.368	82.015.125
	(4.366.846)	(7.341.762)	(9.505.698)	(26.789.549)	(26.922.132)	(12.353.695)	(60.567.134)	(79.758.894)	(90.250.378)
	468	911	82.758.254	249.673	202.973	(82.756.621)	8.465.904	1.015.739	2.235.579
	70	-	82.850	-	38.435	110.587	1.038.230	272.686	137.943
	(313.790)	1.365.276	24.938.953	(6.514.311)	8.714.057	25.498.952	(5.852.524)	11.710.749	50.502.335
	477.997.535	598.470.036	769.400.548	(52.690.224)	(65.343.962)	(106.672.826)	1.333.377.311	1.446.695.376	1.671.065.180
	(200.528.618)	(141.600.737)	(178.201.978)	0	0	0	(460.836.691)	(346.006.968)	(359.737.610)
	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
	-	-	-	-	-	-	375.471.254	486.226.814	660.231.043
	-	-	-	-	-	-	497.069.366	614.461.594	651.096.527

33.3. Países

País Activos	Chile		Argentina	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos corrientes	1.117.076.586	958.252.718	198.804.567	206.682.679
Efectivo y equivalentes al efectivo	588.127.702	396.117.160	43.522.761	64.001.651
Otros activos financieros corrientes	47.504	17.551	143.638	2.271.690
Otros activos no financieros, corriente	8.430.910	2.823.979	2.444.742	3.453.937
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	338.292.487	424.328.700	108.345.327	105.722.882
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	49.976.938	9.118.913	34.084.870	20.580.614
Inventarios	37.057.881	31.508.007	4.921.951	4.012.205
Activos por impuestos corrientes	95.143.164	94.338.408	5.341.278	6.639.700
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-
Activos no corrientes	7.893.250.053	7.882.741.067	593.346.110	612.376.604
Otros activos financieros no corrientes	32.942.181	57.422.721	161.140	-
Otros activos no financieros no corrientes	599.528	1.327.410	1.984.737	10.897.471
Derechos por cobrar no corrientes	4.531.190	9.751.497	151.690.773	123.872.850
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.179.892	5.570.592	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.681.940.902	4.728.577.212	4.727.255	4.360.892
Activos intangibles distintos de la plusvalía	40.438.658	43.574.579	3.649.971	3.394.462
Plusvalía	2.312.632	2.311.244	2.357.592	2.453.791
Propiedades, planta y equipo	2.998.303.344	2.907.392.986	424.077.441	435.556.490
Propiedad de inversión	38.055.889	33.019.154	-	-
Activos por impuestos diferidos	87.945.837	93.793.672	4.697.201	31.840.648
Total activos	9.010.326.640	8.840.993.785	792.150.677	819.059.282

País Patrimonio neto y pasivos	Chile		Argentina	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos corrientes	661.869.058	647.462.363	494.783.567	368.365.266
Otros pasivos financieros corrientes	88.087.416	57.353.811	105.336.295	91.305.044
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	405.601.668	397.291.875	283.219.858	188.824.968
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	48.929.238	95.959.740	45.686.586	21.522.018
Otras provisiones corrientes	54.333.202	61.952.297	25.324.807	31.334.089
Pasivos por impuestos corrientes	58.625.870	26.985.525	12.379.051	18.739.444
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.341.781	-	591.831
Otros pasivos no financieros corrientes	6.291.663	6.577.334	22.836.970	16.047.872
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-
Pasivos no corrientes	1.819.290.887	1.798.546.677	206.938.488	182.056.288
Otros pasivos financieros no corrientes	1.538.473.627	1.511.148.690	113.544.053	87.795.042
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.595.790	1.146.930	325.183
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	34.248.823	36.634.177
Otras provisiones no corrientes	17.935.877	17.164.654	9.239.778	11.451.261
Pasivo por impuestos diferidos	204.262.599	222.646.728	13.419.881	21.549.260
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.817.248	33.170.562	7.627.051	1.400.727
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.801.536	10.820.253	27.711.972	22.900.638
Patrimonio neto	6.529.166.695	6.394.984.745	90.428.622	268.637.728
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.529.166.695	6.394.984.745	90.428.622	268.637.728
Capital emitido	5.517.944.809	5.504.650.136	230.798.614	233.455.382
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.728.371.595	2.687.545.567	(99.901.666)	77.431.069
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	-
Otras reservas	(1.875.909.357)	(1.955.970.606)	(40.468.326)	(42.248.723)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-
Total patrimonio neto y pasivos	9.010.326.640	8.840.993.785	792.150.677	819.059.282

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
M\$	M\$	M\$	M\$						
680.639.175	773.987.829	439.170.846	298.436.755	138.640.932	118.519.262	(48.367.098)	(17.611.267)	2.525.965.008	2.338.267.976
277.962.207	309.608.364	268.253.856	150.969.852	42.054.742	40.658.010	-	-	1.219.921.268	961.355.037
-	5.463.750	699.517	64.518	48.561	-	-	-	939.220	7.817.509
43.310.736	24.929.082	13.185.071	1.741.706	5.094.853	3.044.544	-	-	72.466.312	35.993.248
318.551.280	399.849.969	137.785.949	134.933.800	73.975.674	55.329.513	651.671	(82.066.624)	977.602.388	1.038.098.240
-	-	30.857	85.521	208.696	124.492	(49.018.769)	(9.437.933)	35.282.592	20.471.607
1.266.810	1.329.912	17.676.019	10.639.048	17.002.883	15.162.532	-	-	77.925.544	62.651.704
39.548.142	32.806.752	1.539.577	2.310	255.523	4.200.171	-	-	141.827.684	137.987.341
-	-	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
3.805.276.863	3.724.836.639	2.353.927.049	2.089.588.249	1.246.563.957	1.087.290.030	(4.684.458.288)	(4.729.255.458)	11.207.905.744	10.667.577.131
27.818	3.352.698	1.214.684	8.267	3.009.238	2.185.036	-	-	37.355.061	62.968.722
106.916.843	89.288.250	-	1.111.481	-	-	-	1.111.683	109.501.108	103.736.295
273.379.275	177.122.226	13.727.212	8.821.387	-	-	-	-	443.328.450	319.567.960
44.861.006	36.381.275	-	-	-	-	(51.040.898)	(41.951.867)	-	-
1.217.587.204	1.231.117.115	76	-	49.887.780	49.494.618	(5.940.949.955)	(5.999.448.185)	13.193.262	14.101.652
1.375.676.408	1.362.506.970	44.330.454	40.486.684	3.302.723	2.623.710	-	-	1.467.398.214	1.452.586.405
119.058.905	120.673.559	13.209.651	7.348.467	10.361.690	10.502.214	1.329.103.656	1.333.732.649	1.476.404.126	1.477.021.924
479.342.553	502.536.126	2.184.994.520	1.908.861.856	1.178.479.794	1.021.665.793	(22.466.646)	(24.072.596)	7.242.731.006	6.751.940.655
-	-	-	-	-	-	-	-	38.055.889	33.019.154
188.426.851	201.858.420	96.450.452	122.950.107	1.522.732	818.659	895.555	1.372.858	379.938.628	452.634.364
4.485.916.038	4.498.824.468	2.793.097.895	2.388.025.004	1.385.204.889	1.205.809.292	(4.732.825.387)	(4.746.866.725)	13.733.870.752	13.005.845.107

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
M\$	M\$	M\$	M\$						
650.237.150	749.685.522	483.448.241	432.517.038	170.828.751	122.675.915	(633.131)	86.571.381	2.460.533.635	2.407.277.486
288.730.920	316.931.058	124.904.402	138.102.310	65.023.305	61.905.795	-	-	672.082.338	665.598.018
234.837.848	350.493.006	223.557.756	242.087.064	68.645.529	46.211.217	19.201.800	(418.132)	1.235.064.459	1.224.489.998
34.092.017	22.670.347	51.713.966	(8.763.202)	1.068.536	(5.545.768)	(24.312.705)	22.359.124	157.177.638	148.202.260
6.801.936	9.290.490	10.860	1.498.668	8.754.075	11.373.692	4.477.774	-	99.702.654	115.449.236
67.476.356	45.603.630	76.893.506	50.694.810	20.478.459	5.643.246	-	-	235.853.242	147.666.655
-	-	-	3.516.770	-	-	-	-	-	5.450.382
18.298.073	4.696.991	6.367.751	5.380.618	6.858.847	3.087.733	-	-	60.653.304	35.790.548
-	-	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
929.216.917	866.894.226	928.038.093	749.238.211	527.947.698	525.104.242	(34.248.823)	(37.299.979)	4.377.183.260	4.084.539.665
515.352.311	483.293.292	782.142.214	616.376.069	321.843.088	316.343.354	-	-	3.271.355.293	3.014.956.447
13.157.677	33.173.070	-	142.669	-	-	-	-	14.304.607	37.236.712
-	1.750.092	-	-	-	-	(34.248.823)	(37.299.979)	-	1.084.290
168.801.883	183.780.246	4.762.542	2.198.153	1.833.561	10.928.015	-	-	202.573.641	225.522.329
67.691.941	61.907.742	19.717.371	52.263.418	203.346.463	197.556.430	-	-	508.438.255	555.923.578
149.353.832	102.989.784	84.727.882	78.257.902	-	-	-	-	277.526.013	215.818.975
14.859.273	-	36.688.084	-	924.586	276.443	-	-	102.985.451	33.997.334
2.906.461.971	2.882.244.720	1.381.611.561	1.206.269.755	686.428.440	558.029.135	(4.697.943.433)	(4.796.138.127)	6.896.153.857	6.514.027.956
2.906.461.971	2.882.244.720	1.381.611.561	1.206.269.755	686.428.440	558.029.135	(4.697.943.433)	(4.796.138.127)	3.895.728.606	3.735.544.636
1.768.841.536	1.016.335.188	150.811.424	147.297.657	197.139.383	198.134.490	(5.040.652.931)	(4.274.990.018)	2.824.882.835	2.824.882.835
459.494.106	446.813.310	125.770.175	274.298.955	72.384.456	56.504.426	(1.053.149.787)	(1.438.903.818)	2.232.968.880	2.103.689.509
-	-	-	-	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648
678.126.329	1.419.096.222	1.105.029.962	784.673.143	416.904.601	303.390.219	1.395.859.285	917.755.709	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
-	-	-	-	-	-	-	-	3.000.425.251	2.778.483.320
4.485.916.038	4.498.824.468	2.793.097.895	2.388.025.004	1.385.204.889	1.205.809.292	(4.732.825.387)	(4.746.866.725)	13.733.870.752	13.005.845.107

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/11	31/12/10	31/12/09	31/12/11	31/12/10	31/12/09
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.113.791.686	1.163.978.952	1.096.256.547	458.047.567	429.229.748	479.144.395	(2.373.089)	(3.718.332)	(3.846.673)	6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653
1.080.920.739	1.135.970.285	1.040.262.693	439.967.436	408.534.345	460.091.173	(2.373.089)	(3.718.332)	(3.846.673)	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615
991.306.129	1.019.682.987	948.485.479	423.233.981	372.233.663	403.854.451	-	-	-	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884
3.289.633	6.557.919	6.515.455	565.295	4.375.367	5.012.398	(69.179)	(1.209.908)	(1.571.194)	31.746.174	50.570.774	56.489.259
86.324.977	109.729.379	85.261.759	16.168.160	31.925.315	51.224.324	(2.303.910)	(2.508.424)	(2.275.479)	417.209.641	474.934.133	477.648.472
32.870.947	28.008.667	55.993.854	18.080.131	20.695.403	19.053.222	-	-	-	280.628.255	384.351.289	358.772.038
(385.326.627)	(463.847.068)	(428.527.683)	(185.931.510)	(180.533.345)	(213.585.176)	70.100	1.682.485	2.883.640	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)
(186.337.063)	(246.229.847)	(229.843.920)	(88.735.366)	(74.068.163)	(105.153.086)	-	-	-	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)
(23.946.682)	(27.780.401)	(20.572.023)	(49.411.567)	(45.498.261)	(40.516.143)	-	-	-	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)
(114.302.814)	(111.637.522)	(105.632.478)	(16.215.303)	(12.628.068)	(13.647.578)	-	-	-	(393.991.121)	(405.983.092)	(316.287.883)
(60.740.068)	(78.199.298)	(72.479.262)	(31.569.274)	(48.338.853)	(54.268.369)	70.100	1.682.485	2.883.640	(638.985.947)	(888.910.423)	(793.869.856)
728.465.059	700.131.884	667.728.864	272.116.057	248.696.403	265.559.219	(2.302.989)	(2.035.847)	(963.033)	2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076
6.497.714	4.423.015	3.003.205	2.230.329	2.058.678	2.996.379	-	-	-	50.173.112	44.869.365	33.730.519
(48.007.413)	(51.541.615)	(47.341.752)	(7.638.200)	(21.083.328)	(24.315.928)	-	-	-	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)
(146.263.633)	(78.880.441)	(75.624.710)	(33.100.304)	(33.890.176)	(40.566.405)	2.226.200	1.054.130	948.300	(540.698.398)	(450.434.770)	(457.689.197)
540.691.727	574.132.843	547.765.607	233.607.882	195.781.577	203.673.265	(76.789)	(981.717)	(14.733)	2.127.368.203	2.261.691.441	2.467.100.953
(101.908.200)	(102.190.376)	(96.735.454)	(59.219.178)	(60.339.333)	(60.618.547)	(6.582.935)	(11.719.608)	-	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)
438.783.527	471.942.467	451.030.153	174.388.704	135.442.244	143.054.718	(6.659.724)	(12.701.325)	(14.733)	1.566.310.708	1.704.300.737	1.927.445.469
(76.360.671)	(62.523.560)	(72.011.415)	(22.714.456)	(25.742.132)	(34.167.002)	5.256.312	4.645.177	20.848.425	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)
11.407.941	11.883.669	20.075.886	2.723.717	2.116.913	3.631.106	(2.149.364)	(1.492.329)	(3.066.065)	233.612.869	171.236.948	159.670.405
(87.553.973)	(74.211.667)	(92.155.200)	(24.968.532)	(28.154.018)	(38.544.881)	2.149.364	1.613.140	3.066.065	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
(214.639)	(195.562)	67.899	(469.641)	294.973	746.773	5.256.312	4.524.366	20.848.425	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
738.510	963.520	1.887.294	702.589	1.553.835	2.333.966	(9.985.079)	(1.369.179)	(7.825.251)	80.872.824	91.331.368	82.015.125
(953.149)	(1.159.082)	(1.819.395)	(1.172.230)	(1.258.862)	(1.587.193)	15.241.391	5.893.545	28.673.676	(60.567.134)	(79.758.894)	(90.250.378)
-	-	-	-	-	9.935.172	34	198	16	8.465.904	1.015.739	2.235.579
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	-	(34.772)	-	-	-	(514.125)	(2.979.994)	(2.683.844)	1.038.230	272.686	137.943
(230.878)	2.515.018	12.851.414	418.351	405.317	(196.773)	-	-	-	(5.852.524)	11.710.749	50.502.335
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
362.192.048	411.933.925	391.835.380	152.092.599	110.105.429	118.626.115	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	1.333.377.311	1.446.695.376	1.671.065.180
(142.998.659)	(134.315.662)	(127.250.804)	(44.223.034)	(40.056.955)	(40.910.805)	-	-	-	(460.836.691)	(346.006.968)	(359.737.610)
219.193.389	277.618.263	264.584.576	107.869.565	70.048.474	77.715.310	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
219.193.389	277.618.263	264.584.576	107.869.565	70.048.474	77.715.310	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
219.193.389	277.618.263	264.584.576	107.869.565	70.048.474	77.715.310	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
-	-	-	-	-	-	-	-	-	375.471.254	486.226.814	660.231.043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	497.069.366	614.461.594	651.096.527

33.4. Generación y distribución por países

a) Generación

Línea de negocio

País

Activos

	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Activos corrientes	581.738.393	581.919.944	113.950.708	96.454.500	229.070.896	206.821.621
Efectivo y equivalentes al efectivo	230.289.585	225.658.998	22.383.610	18.626.377	131.040.180	77.999.226
Otros activos financieros corrientes	47.504	17.551	143.638	-	-	5.463.750
Otros activos no financieros, corriente	5.388.772	1.073.419	1.197.748	2.254.847	14.283.730	808.494
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	175.085.843	150.897.103	54.090.162	53.364.468	63.940.752	83.976.499
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	58.683.378	103.058.701	33.441.555	20.203.295	19.803.730	28.663.608
Inventarios	29.481.511	24.443.037	1.783.282	1.750.879	2.504	22.842
Activos por impuestos corrientes	82.761.800	76.771.135	910.713	254.634	-	9.887.202
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes	4.058.185.785	3.989.974.642	319.979.207	290.297.224	600.244.367	614.488.434
Otros activos financieros no corrientes	12.014.822	27.935.909	161.140	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	342.343	146.349	1.099.011	10.203.998	27.290.081	19.997.184
Derechos por cobrar no corrientes	160.518	1.820.235	150.312.091	123.377.243	21.685.968	11.129.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.179.892	5.570.592	-	-	42.997.790	37.063.260
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.594.961.765	1.591.313.598	3.428.479	3.094.078	10.801.536	10.950.060
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.005.836	9.638.098	176.228	190.799	1.410.902	972.900
Plusvalía	14.024	12.636	2.357.592	2.453.791	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.400.516.617	2.328.158.165	157.747.465	136.585.507	456.994.530	480.313.680
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	32.989.968	25.379.060	4.697.201	14.391.808	39.063.560	54.061.656
Total activos	4.639.924.178	4.571.894.586	433.929.915	386.751.724	829.315.263	821.310.055

Línea de negocio

País

Patrimonio neto y pasivos

	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Pasivos corrientes	419.861.754	461.971.755	184.089.684	151.057.167	223.439.239	182.940.166
Otros pasivos financieros corrientes	73.513.845	43.626.925	82.987.086	79.751.906	62.027.186	64.363.398
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	210.953.110	221.957.794	47.852.899	28.920.947	47.171.805	63.002.748
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	69.582.013	142.252.923	43.569.836	28.374.815	81.664.568	37.105.842
Otras provisiones corrientes	29.277.728	35.783.147	3.901.399	2.553.179	-	1.874.736
Pasivos por impuestos corrientes	31.286.802	14.656.865	5.362.401	11.212.408	30.425.114	16.593.444
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	5.248.256	3.694.101	416.063	243.912	2.150.566	(2)
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Pasivos no corrientes	1.193.061.174	1.172.214.180	165.441.384	141.817.640	58.875.184	156.436.680
Otros pasivos financieros no corrientes	975.588.006	949.189.055	87.602.569	70.465.040	36.725.221	94.332.102
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.288.535	241.287	-	1.947	10.117.596
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	81.953	78.870	34.248.823	36.634.177	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	10.251.812	9.797.457	-	-	8.596.721	46.119.690
Pasivo por impuestos diferidos	177.178.521	192.358.468	13.419.881	11.817.785	4.538.425	4.783.002
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.334.488	9.971.456	2.216.852	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.626.394	7.530.339	27.711.972	22.900.638	9.012.870	-
Patrimonio neto	3.027.001.250	2.937.708.650	84.398.847	93.876.916	547.000.840	481.933.209
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.027.001.250	2.937.708.650	84.398.847	93.876.916	547.000.840	481.933.209
Capital emitido	2.153.213.074	2.132.404.418	92.185.037	92.185.037	204.171.117	203.659.553
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.140.321.396	1.152.825.041	(7.554.043)	10.088.706	202.644.366	123.291.764
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(266.533.220)	(347.520.809)	(232.147)	(8.396.827)	140.185.357	154.981.892
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total patrimonio neto y pasivos	4.639.924.178	4.571.894.585	433.929.915	386.751.724	829.315.263	821.310.055

Generación

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
239.044.005	154.997.283	75.650.050	50.330.357	(26.868.729)	(26.213.389)	1.212.585.323	1.064.310.315
136.260.140	74.583.887	32.764.569	13.865.517	-	-	552.738.084	410.734.005
674.506	54.650	48.561	-	-	-	914.209	5.535.951
7.964.428	1.370.458	2.458.301	1.835.063	-	-	31.292.979	7.342.281
45.507.596	41.680.862	16.985.155	11.027.554	-	(19.872.054)	355.609.508	321.074.432
35.104.241	32.368.651	10.509.205	8.403.843	(26.868.729)	(6.341.335)	130.673.380	186.356.762
11.993.970	4.936.465	12.645.501	11.009.380	-	-	55.906.768	42.162.603
1.539.124	2.310	238.758	4.189.000	-	-	85.450.395	91.104.281
-	-	-	-	-	-	-	-
1.393.219.292	1.203.713.202	812.558.136	730.619.632	(1.029.913.225)	(1.020.656.208)	6.154.273.562	5.808.436.926
1.205.585	-	216.790	359.977	-	-	13.598.337	28.295.886
-	1.111.481	-	-	-	-	28.731.435	31.459.012
3.241.735	2.974.116	-	-	-	-	175.400.312	139.301.288
-	-	-	-	(51.040.898)	(41.869.632)	(1.863.216)	764.220
-	-	49.887.780	49.494.618	(1.067.411.405)	(1.063.491.176)	591.668.155	591.361.178
22.281.991	20.247.206	457.861	349.639	-	-	35.332.818	31.398.642
5.126.657	-	10.361.690	10.502.214	88.539.078	84.704.600	106.399.041	97.673.241
1.302.924.129	1.125.145.217	750.111.283	669.094.525	-	-	5.068.294.024	4.739.297.094
-	-	-	-	-	-	-	-
58.439.195	54.235.182	1.522.732	818.659	-	-	136.712.656	148.886.365
1.632.263.297	1.358.710.485	888.208.186	780.949.989	(1.056.781.954)	(1.046.869.597)	7.366.858.885	6.872.747.241

Generación

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
220.413.976	286.630.051	77.444.300	61.493.965	25.000.330	(418.133)	1.150.249.283	1.143.674.971
113.869.956	87.860.103	32.976.929	39.501.048	-	-	365.375.002	315.103.380
50.897.328	86.644.371	23.834.560	16.970.251	(7.957)	(418.133)	380.701.745	417.077.978
14.328.510	80.508.993	13.875	218.586	25.008.287	-	234.167.089	288.461.159
10.860	22.520	2.840.237	3.097.899	-	-	36.030.224	43.331.481
40.779.406	26.604.320	14.748.267	692.609	-	-	122.601.990	69.759.646
-	2.703.107	-	-	-	-	-	2.703.107
527.916	2.286.637	3.030.432	1.013.572	-	-	11.373.233	7.238.220
-	-	-	-	-	-	-	-
530.859.723	356.958.221	317.338.453	319.926.947	(34.248.823)	(36.634.177)	2.231.327.095	2.110.719.491
486.420.793	339.291.052	169.238.940	168.684.276	-	-	1.755.575.529	1.621.961.525
-	142.669	-	-	-	-	243.234	13.548.800
-	-	-	-	(34.248.823)	(36.634.177)	81.953	1.163.160
316.576	348.770	1.668.030	10.772.286	-	-	20.833.139	67.038.203
-	-	146.431.483	140.470.385	-	-	341.568.310	349.429.640
21.953.569	17.175.730	-	-	-	-	36.504.909	27.147.186
22.168.785	-	-	-	-	-	76.520.021	30.430.977
880.989.598	715.122.213	493.425.433	399.529.077	(1.047.533.461)	(1.009.817.287)	3.985.282.507	3.618.352.778
880.989.598	715.122.213	493.425.433	399.529.077	(1.047.533.461)	(1.009.817.287)	3.985.282.507	3.618.352.778
142.906.410	142.906.410	164.297.758	164.297.758	(1.003.883.359)	(905.021.922)	1.752.890.037	1.830.431.254
128.464.532	149.784.385	70.760.796	23.141.069	303.782.125	107.147.811	1.838.419.172	1.566.278.776
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
609.618.656	422.431.418	258.366.879	212.090.250	(347.432.227)	(211.943.176)	393.973.298	221.642.748
-	-	-	-	-	-	-	-
1.632.263.297	1.358.710.485	888.208.186	780.949.989	(1.056.781.954)	(1.046.869.597)	7.366.858.885	6.872.747.241

b) Distribución

Línea de negocio	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
País	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos						
Activos corrientes	193.667.154	308.282.584	84.947.442	110.182.639	424.487.557	404.494.596
Efectivo y equivalentes al efectivo	26.582.727	106.822.082	21.100.767	45.328.399	109.978.438	52.245.576
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	2.271.690	-	-
Otros activos no financieros, corriente	2.312.576	1.422.618	1.246.994	1.199.090	27.375.759	22.986.384
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	152.223.272	185.002.586	54.255.165	52.358.414	254.576.869	315.121.464
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10.623.831	6.640.662	776.127	379.832	-	209.526
Inventarios	1.924.748	2.136.612	3.138.669	2.261.326	1.252.066	1.307.070
Activos por impuestos corrientes	-	6.258.024	4.429.720	6.383.888	31.304.425	12.624.576
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes	1.116.514.950	1.153.691.583	272.099.510	320.842.717	1.994.823.050	1.889.350.205
Otros activos financieros no corrientes	25.176	25.582	-	-	-	3.352.698
Otros activos no financieros no corrientes	229.343	550.802	885.726	693.473	79.626.762	69.291.066
Derechos por cobrar no corrientes	3.699.470	7.046.330	1.378.682	495.607	251.693.307	165.992.532
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	117.946	324.864
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	503.579.522	546.854.493	31.383	30.151	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15.263.011	18.189.812	3.473.743	3.203.663	1.374.215.991	1.361.527.584
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	119.058.905	120.673.559
Propiedades, planta y equipo	583.180.744	561.616.684	266.329.976	298.970.983	20.746.848	20.391.138
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	8.297.206	17.167.402	-	17.448.840	149.363.291	147.796.764
Total activos	1.310.182.104	1.461.974.167	357.046.952	431.025.356	2.419.310.607	2.293.844.801

Línea de negocio	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
País	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio neto y pasivos						
Pasivos corrientes	196.759.945	171.286.364	310.638.397	226.189.613	489.046.971	553.701.924
Otros pasivos financieros corrientes	26.351	2.668	22.349.209	11.553.138	226.703.734	200.661.330
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	137.937.525	86.947.700	235.366.718	159.903.785	183.352.939	283.132.512
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	23.267.428	63.921.986	2.249.562	2.212.567	20.937.120	30.669.756
Otras provisiones corrientes	9.088.010	6.792.229	21.423.408	28.780.910	6.801.936	6.153.804
Pasivos por impuestos corrientes	25.872.525	10.039.050	7.016.288	7.526.565	36.202.808	28.902.744
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.284.614	-	591.831	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	568.106	2.298.117	22.233.212	15.620.817	15.048.434	4.181.778
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Pasivos no corrientes	52.473.555	196.967.970	41.497.104	40.238.648	870.301.120	711.221.766
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	25.941.484	17.330.002	478.627.090	388.961.190
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	905.643	325.183	13.155.174	23.055.474
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	146.500.704	-	-	-	1.430.022
Otras provisiones no corrientes	7.618.844	7.367.197	9.239.778	11.451.261	160.166.774	137.660.556
Pasivo por impuestos diferidos	22.742.572	24.272.266	-	9.731.475	63.153.516	57.124.740
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.289.987	15.763.453	5.410.199	1.400.727	149.352.163	102.989.784
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.822.152	3.064.350	-	-	5.846.403	-
Patrimonio neto	1.060.948.604	1.093.719.833	4.911.451	164.597.095	1.059.962.516	1.028.921.111
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.060.948.604	1.093.719.833	4.911.451	164.597.095	1.059.962.516	1.028.921.111
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.599	466.167.408	547.861.028
Ganancias (pérdidas) acumuladas	978.146.893	998.431.191	(92.338.025)	66.482.841	72.309.174	104.634.235
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(285.693.273)	(273.206.342)	(38.228.123)	(37.363.345)	521.485.934	376.425.848
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total patrimonio neto y pasivos	1.310.182.104	1.461.974.167	357.046.952	431.025.356	2.419.310.607	2.293.844.801

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
239.448.013	255.980.239	73.305.844	76.808.391	(8.446.413)	(698.797)	1.007.409.597	1.155.049.652
131.993.716	76.385.965	9.290.173	26.792.493	-	-	298.945.821	307.574.515
25.011	9.868	-	-	-	-	25.011	2.281.558
5.220.643	371.248	2.636.552	1.209.481	-	-	38.792.524	27.188.821
92.278.353	93.252.938	56.990.519	44.301.959	-	-	610.324.178	690.037.361
4.247.788	80.257.637	14.453	340.135	(8.446.413)	(698.797)	7.215.786	87.128.995
5.682.049	5.702.583	4.357.382	4.153.152	-	-	16.354.914	15.560.743
453	-	16.765	11.171	-	-	35.751.363	25.277.659
-	-	-	-	-	-	-	-
960.707.757	885.875.047	434.005.821	356.670.398	-	-	4.778.151.088	4.606.429.950
9.099	8.267	2.792.448	1.825.059	-	-	2.826.723	5.211.606
-	-	-	-	-	-	80.741.831	70.535.341
10.485.477	5.847.271	-	-	-	-	267.256.936	179.381.740
-	-	-	-	-	-	117.946	324.864
76	-	-	-	-	-	503.610.981	546.884.644
22.048.463	20.239.478	2.844.862	2.274.071	-	-	1.417.846.070	1.405.434.608
8.082.994	7.348.467	-	-	-	-	129.382.377	130.262.504
882.070.391	783.716.639	428.368.511	352.571.268	-	-	2.180.696.470	2.017.266.712
-	-	-	-	-	-	-	-
38.011.257	68.714.925	-	-	-	-	195.671.754	251.127.931
1.200.155.770	1.141.855.286	507.311.665	433.478.789	(8.446.413)	(698.797)	5.785.560.685	5.761.479.602

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10	31/12/11	31/12/10
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
302.355.437	269.331.660	103.699.413	78.464.053	(8.446.413)	(698.797)	1.394.053.750	1.298.274.817
11.034.446	50.242.207	32.046.376	22.404.747	-	-	292.160.116	284.864.090
172.660.428	155.442.693	44.810.969	29.240.966	-	-	774.128.579	714.667.656
76.706.628	34.172.478	11.369.623	11.517.749	(8.446.413)	(698.797)	126.083.948	141.795.739
-	1.476.148	5.913.838	8.275.793	-	-	43.227.192	51.478.884
36.114.100	24.090.490	5.730.192	4.950.637	-	-	110.935.913	75.509.486
-	813.663	-	-	-	-	-	2.690.108
5.839.835	3.093.981	3.828.415	2.074.161	-	-	47.518.002	27.268.854
-	-	-	-	-	-	-	-
397.178.370	392.279.990	210.609.245	205.177.295	-	-	1.572.059.394	1.545.885.669
295.721.421	277.085.017	152.604.148	147.659.078	-	-	952.894.143	831.035.287
-	-	-	-	-	-	14.060.817	23.380.657
-	-	-	-	-	-	-	147.930.726
4.445.966	1.849.383	165.531	155.729	-	-	181.636.893	158.484.126
19.717.371	52.263.418	56.914.980	57.086.045	-	-	162.528.439	200.477.944
62.774.313	61.082.172	-	-	-	-	234.826.662	181.236.136
14.519.299	-	924.586	276.443	-	-	26.112.440	3.340.793
500.621.963	480.243.636	193.003.007	149.837.441	-	-	2.819.447.541	2.917.319.116
500.621.963	480.243.636	193.003.007	149.837.441	-	-	2.819.447.541	2.917.319.116
7.905.014	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.010.886.630	1.088.609.246
(2.694.357)	123.200.147	1.623.660	25.300.513	-	-	957.047.345	1.318.048.927
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
495.411.306	353.109.479	158.537.722	91.695.303	-	-	851.513.566	510.660.943
-	-	-	-	-	-	-	-
1.200.155.770	1.141.855.286	507.311.665	433.478.789	(8.446.413)	(698.797)	5.785.560.685	5.761.479.602

Nota 34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

34.1. Garantías directas

Acreedor de la garantía	Deudor			Activos comprometidos	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Tipo	
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y equipos	
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de cobranza	
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	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		
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y equipos	

Al 31 de diciembre de 2011 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 29.249.750.127 (M\$ 26.115.482.639 al 31 de diciembre de 2010).

34.2. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor		Activos comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de				Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Tipo moneda	Valor contable	Moneda	2011			2012	Activos	2013		
							dic-10	2011	2011			Activos	2014	2015
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	55.410.663	M\$	55.410.663	140.797.232	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	21.553.733	M\$	21.553.733	34.817.262	-	-	-	-	-	-

34.3. Otras informaciones

Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo, presionado por las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, generando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. 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 riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo no es significativo.

		Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías					
Moneda	Valor contable	Moneda	2011	dic-10	2012	Activos	2013	Activos	2014	Activos
M\$	-	M\$	-	963.655	-	-	-	-	-	-
M\$	42.351.337	M\$	73.262.031	66.236.055	-	-	-	-	-	-
M\$	11.313.893	M\$	5.192.000	4.011.514	-	-	-	-	-	-
M\$	100.476.362	M\$	7.127.904	13.008.383	-	-	-	-	-	-
M\$	22.694.232	M\$	16.095.200	-	-	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	109.265.974	94.071.116	-	-	-	-	-	-
M\$	20.793.960	M\$	55.264.828	62.720.234	-	-	-	-	-	-
M\$	10.646.394	M\$	140.483.626	84.993.209	-	-	-	-	-	-
M\$	16.453.910	M\$	99.126.606	102.571.290	-	-	-	-	-	-
M\$	174.703.123	M\$	38.087.401	17.867.290	-	-	-	-	-	-

Nota 35. Dotación

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, era la siguiente:

País	31/12/11				
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	Promedio del periodo (*)
Chile	94	1.963	340	2.397	2.522
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.517	55	1.599	1.641
Total	224	8.919	1.741	10.884	11.039

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 2.4.1 y nota 11.

País	31/12/10				
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total (**)	Promedio del periodo
Chile	106	2.397	546	3.049	3.152
Argentina	33	2.276	850	3.159	3.115
Brasil	45	2.514	387	2.946	2.940
Perú	18	944	177	1.139	1.131
Colombia	27	1.819	125	1.971	1.923
Total	229	9.950	2.085	12.264	12.261

(**) Incluye 387 personas pertenecientes a grupo Synapsis y 1.313. a grupo Cam. Ver nota 2.4.1 y nota 11.

Nota 36. Hechos posteriores

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Nota 37. Medio ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 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.	-	-	2.416.053
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	72.711	72.984	65.481
Hidroaysen S.A.	Gastos en educación y turismo.	455.617	294.327	116.820
Pehuénche	Gastos medio ambiente	-	-	57.394
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 paisajística.	211.544	-	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	336.435	444.983	667.059
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	71.667	69.820	53.926
Coelce	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, auditoría ISO 14001, educaciones ambientales.	-	4.344	212.166
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	-	17.377	8.688
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	56.185	10.287	151.563
CIEN	Compensación ambiental, mejoría de instalación y control ambiental, implantación del proyecto de paisajismo.	-	-	11.491
CDSA	Repoblación de depósitos	-	-	50.449
CGTF	Adquisición de equipamiento para monitorización ambiental.	-	-	25.505
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	15.100	13.412	10.837
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	16.387	14.714	11.579
Total		1.235.646	942.248	3.859.011

Nota 38. Información financiera resumida de nuestras filiales y sociedades de control conjunto

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales y sociedades de control conjunto al 31 de diciembre de 2011 y 2010, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	Estados financieros	31/12/11										
		Activos corriente		Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corriente		Pasivos no corrientes	Total pasivos	Ingresos ordinarios	Costos ordinarios	Ganancia (perdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chilectra S.A.	Consolidado	193.667.154	1.116.514.950	1.310.182.104	(196.759.945)	(52.473.555)	(249.233.500)	1.035.360.191	(924.569.246)	110.790.945		
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	129.523		
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651	(3.801.501)	(675.754)	(4.477.255)	7.741.781	(1.479.399)	6.262.382		
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	(1.307.984)		
ICT Servicios Informáticos Ltda.	Separado	3.386.984	296.193	3.683.177	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	5.897.820	(5.282.766)	615.054		
Inversiones Distrilma S.A.	Separado	73.612	53.558.686	53.632.298	(8.288)	-	(8.288)	12.106.048	(4.386)	12.101.662		
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	73.237.435	434.005.821	507.243.256	(103.696.328)	(210.609.245)	(314.305.573)	311.980.876	(270.687.421)	41.293.455		
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	723.937.172	3.238.686.083	3.962.623.255	(488.951.209)	(1.087.287.205)	(1.576.238.414)	1.184.084.739	(812.433.884)	371.650.855		
Endesa Eco S.A.	Separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)	3.267.907		
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	56.656.641	234.597.856	291.254.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)	116.339.182		
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Separado	68.408.746	77.242.199	145.650.945	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	243.562.829	(199.292.302)	44.270.527		
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	Separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)	78.361.092		
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)	1.146.341		
Inversiones Endesa Norte S.A.	Separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)	(270.529)		
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	Separado	46.551.925	157.376.178	203.928.103	(38.726.488)	(22.904.207)	(61.630.695)	130.444.784	(112.562.946)	17.881.838		
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)	5.022.299		
Endesa Argentina S.A.	Separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345	453.345		
Endesa Costanera S.A.	Separado	58.093.676	141.156.445	199.250.121	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	341.636.333	(364.229.923)	(22.593.590)		
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)	12.158.244		
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	496.479.981	(368.041.227)	128.438.754		
Generandes Perú S.A.	Separado	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)	22.137.003		
Edegel S.A.A.	Separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)	74.052.537		
Chinango S.A.C.	Separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)	8.172.141		
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Separado	5.227.686	59.098.190	64.325.876	(3.747.698)	(527.981)	(4.275.679)	-	(2.379.074)	(2.379.074)		
Endesa Brasil S.A.	Separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	160.755.284	10.670.289	171.425.573		
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	127.130.032	(86.764.813)	40.365.219		
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	126.646.148	(12.834.467)	113.811.681		
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	25.533.963	292.499.911	318.033.874	(151.994.548)	(16.143.887)	(168.138.435)	54.757.129	(18.519.083)	36.238.046		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	18.236.701	3.922.642	22.159.343	(3.751.001)	(15.927.509)	(19.678.510)	2.682.140	(2.906.410)	(224.270)		
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	202.961.217	773.140.433	976.101.650	(194.185.629)	(311.700.107)	(505.885.736)	805.668.597	(669.295.646)	136.372.951		
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	2.449.053	115.999	2.565.052	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	5.839.550	(4.878.723)	960.827		
Ampla Energía E Servicios S.A.	Separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	979.024.498	(909.619.067)	69.405.431		
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	Separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271	(51.994.249)	-	(51.994.249)	-	16.979.113	16.979.113		
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	1.669	46.733	48.402	(1.029.247)	-	(1.029.247)	-	(1.063.733)	(1.063.733)		
Inversora Codensa S.A.	Separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	751.734.951	(663.876.013)	87.858.938		
Empresa de Eñería de Cundinamarca S.A.	Separado	1.076	76	1.152	(2)	(33)	(35)	-	-	-		
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	9.578.051	54.738.504	64.316.555	(10.724.651)	(17.255.717)	(27.980.368)	33.225.646	(30.053.506)	3.172.140		

	Estados financieros	31/12/10										
		Activos corriente		Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes	Total pasivos	Ingresos ordinarios	Costos ordinarios	Ganancia (perdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chilectra S.A.	Consolidado	308.282.584	1.153.691.583	1.461.974.167	(171.286.364)	(196.967.970)	(368.254.334)	1.003.001.004	(852.052.652)	150.948.352		
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Consolidado	27.547.119	10.385.607	37.932.726	(15.618.790)	(1.915.098)	(17.533.888)	66.028.200	(70.214.530)	(4.186.330)		
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Consolidado	32.323.759	35.782.164	68.105.923	(3.422.178)	(1.623.485)	(5.045.663)	10.546.195	(2.729.975)	7.816.220		
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	Consolidado	71.769.555	25.904.845	97.674.400	(45.136.731)	(6.707.851)	(51.844.582)	131.410.554	(133.224.067)	(1.813.513)		
ICT Servicios Informáticos Ltda.	Separado	4.077.868	233.684	4.311.552	(3.372.931)	(456.919)	(3.829.850)	2.174.853	(2.193.935)	(19.082)		
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	368.480	46.340.936	46.709.416	(3.835)	-	(3.835)	11.116.825	(18.031)	11.098.794		
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	76.439.911	356.670.398	433.110.309	(78.460.218)	(205.177.295)	(283.637.513)	286.654.227	(251.428.625)	35.225.602		
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	693.166.827	3.171.595.808	3.864.762.635	(464.147.067)	(1.057.670.971)	(1.521.818.038)	1.173.423.692	(654.190.040)	519.233.652		
Endesa Eco S.A.	Separado	6.327.207	138.782.297	145.109.504	(137.123.791)	(20.442.170)	(157.565.961)	13.515.877	(16.056.170)	(2.540.293)		
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	54.209.408	242.417.018	296.626.426	(60.865.292)	(41.020.747)	(101.886.039)	234.534.178	(57.265.757)	177.268.421		
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Separado	43.642.004	81.215.943	124.857.947	(55.987.180)	(11.948.576)	(67.935.756)	167.998.478	(154.961.416)	13.037.062		
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	Separado	26.348.540	135.422.607	161.771.147	(48.954.765)	(13.940.056)	(62.894.821)	99.324.285	(35.590.926)	63.733.359		
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	28.342.554	77.234.443	105.576.997	(7.312.647)	(7.839.404)	(15.152.051)	45.280.244	(41.788.042)	3.492.202		
Inversiones Endesa Norte S.A.	Separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.370.464)	-	(3.370.464)	-	(146.130)	(146.130)		
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	Separado	55.742.095	145.984.024	201.726.119	(69.155.266)	(21.720.110)	(90.875.376)	167.160.648	(147.165.903)	19.994.745		
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Separado	21.178.870	17.552.855	38.731.725	(2.391.836)	(13.674.875)	(16.066.711)	6.701.752	(2.364.828)	4.336.924		
Endesa Argentina S.A.	Separado	7.852.572	33.753.943	41.606.515	(44.284)	-	(44.284)	5.641.118	151.175	5.792.293		
Endesa Costanera S.A.	Separado	45.572.669	128.841.292	174.413.961	(107.230.903)	(65.903.875)	(173.134.778)	288.534.151	(290.157.746)	(1.623.595)		
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	18.399.302	144.894.940	163.294.242	(43.781.981)	(38.683.634)	(82.465.615)	57.172.784	(32.791.612)	24.381.172		
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	154.997.283	1.203.713.202	1.358.710.485	(286.630.051)	(356.958.221)	(643.588.272)	507.137.563	(357.040.190)	150.097.373		
Generandes Perú S.A.	Separado	54.688	180.174.348	180.229.036	(21.008)	-	(21.008)	21.122.454	(214.017)	20.908.437		
Edgel S.A.A.	Separado	44.851.844	643.944.854	688.796.698	(40.685.019)	(282.540.573)	(323.225.592)	188.755.959	(152.380.933)	36.375.026		
Chinango S.A.C.	Separado	5.717.609	98.861.331	104.578.940	(21.081.723)	(49.460.678)	(70.542.401)	23.636.752	(19.685.636)	3.951.116		
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Separado	3.880.921	50.729.673	54.610.594	(3.904.367)	(327.633)	(4.232.000)	-	(3.665.300)	(3.665.300)		
Endesa Brasil S.A.	Separado	269.141.082	1.085.178.300	1.354.319.382	(58.046.034)	-	(58.046.034)	200.739.840	6.041.979	206.781.819		
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	67.892.629	162.438.204	230.330.833	(32.581.434)	(39.966.450)	(72.547.884)	142.546.333	(93.304.291)	49.242.042		
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	94.488.048	134.422.068	228.910.116	(13.765.546)	(7.521.222)	(21.286.768)	115.662.684	(40.215.273)	75.447.411		
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	44.440.944	317.628.162	362.069.106	(136.593.186)	(108.949.008)	(245.542.194)	93.177.151	(94.574.840)	(1.397.689)		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	14.503.105	3.826.350	18.329.455	(449.321)	(15.233.324)	(15.682.645)	2.983.647	(2.420.226)	563.421		
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	177.267.456	737.234.010	914.501.466	(244.318.033)	(226.036.818)	(470.354.851)	788.759.176	(634.806.589)	153.952.587		
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	1.033.812	54.708	1.088.520	(489.835)	-	(489.835)	1.879.321	(1.267.362)	611.959		
Ampla Energía E Servicios S.A.	Separado	218.527.158	1.031.433.894	1.249.961.052	(307.918.902)	(481.355.952)	(789.274.854)	929.116.008	(877.038.622)	52.077.386		
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Separado	1.579.764	136.771.841	138.351.605	(60.967.554)	-	(60.967.554)	-	22.325.366	22.325.366		
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	251.294.158	865.089.733	1.116.383.891	(262.861.871)	(377.891.111)	(640.752.982)	723.345.987	(599.569.993)	123.775.994		
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Separado	10.831.321	46.553.360	57.384.681	(12.615.030)	(14.388.879)	(27.003.909)	36.621.778	(31.864.753)	4.757.025		
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	110.182.639	320.842.717	431.025.356	(226.189.613)	(40.238.648)	(266.428.261)	287.867.341	(289.486.252)	(1.618.911)		

ANEXO N°1 Sociedades que componen el Grupo Enersis

Este anexo es parte de la nota 2.4. "Entidades filiales y de control conjunto". Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda funcional	% Participación a 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Islas Caimán	Sociedad de cartera
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Brasil	Compra y venta de productos relacionados con la electricidad
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y comercialización de energía eléctrica
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y desarrollo proyectos de energía renovables
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un proyecto de generación termoeléctrica
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysen S.A.	Peso chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control conjunto	Chile	Desarrollo y explotación de un proyecto hidroeléctrico
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso argentino	0,00%	34,50%	34,50%	0,00%	0,00%	0,00%	Control conjunto	Argentina	Generación y comercialización de electricidad
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, comercialización y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	Peso argentino	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Cont. de redes eléctricas, postal, calib. de med.
96.543.670-1	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	Peso chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Compra, venta de productos relacionados con la electricidad
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	Peso colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios técnicos de calibración y medición
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	Nuevos soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Compra, venta y distribución de productos relacionados con la electricidad
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso colombiano	12,47%	9,35%	21,82%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y comercialización de energía eléctrica
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo completo de energía eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo completo energía eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo completo de energía eléctrica
77.625.850-4	Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Consultora de ingeniería de proyectos
76.738.990-6	Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y cumplimiento del contrato de ingeniería básica línea Maipú
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Servicios de ingeniería
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e instalaciones
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control conjunto	Colombia	Distribución y comercialización de energía eléctrica
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Peso argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, comercialización y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso colombiano	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de energía eléctrica.
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos soles	35,02%	30,15%	65,17%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y comercialización de energía eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control conjunto	Colombia	Distribución y comercialización de energía eléctrica
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de servicios de ingeniería
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso argentino	16,02%	77,21%	93,23%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y comercialización de energía eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo completo de energía y materiales afines
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A.	Peso chileno	0,00%	94,99%	94,99%	0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo completo energía eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo completo energía eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo completo energía eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de cartera
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	49,46%	71,52%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de cartera
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso argentino	0,00%	69,76%	69,76%	0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y comercialización de electricidad
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de energías renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de cartera
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Islas Caimán	Sociedad de cartera
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Asociada	Brasil	Sociedad de cartera
Extranjero	Eólica Fazenda Nova- Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Asociada	Brasil	Promoción y desarrollo proyectos de energía renovables
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Administración y dirección de sociedades
Extranjero	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	49,99%	49,99%	0,00%	49,99%	49,99%	Control conjunto	Chile	Transporte de gas natural
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Transporte de gas natural

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda funcional	% Participación a 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
77.032.280-4	Gasoducto Taital Ltda.	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Transporte de gas natural
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de cartera
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control conjunto	Chile	Desarrollar sistemas de transmisión eléctrica
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y comercialización de energía eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios informáticos
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de ingeniería de proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y obras
Extranjero	Inversiones Distrilma S.A.	Nuevos soles	34,99%	15,38%	50,37%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones proyectos energéticos norte de Chile
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Transporte de gas natural
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de cartera
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, distribución y venta de energía y combustibles
96905700-K	Progas S.A.	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Distribución de gas
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control conjunto	Chile	Provisión de sistemas de señalización, electrificación y comunicación
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones financieras
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, construcción y explotación del túnel el melón
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de servicios de ingeniería
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	Asociada	Colombia	Administración de puertos
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de cartera
Extranjero	Synapsis Argentina S.R.L.	Peso argentino	0,00%	0,00%	0,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios informáticos
Extranjero	Synapsis Perú S.R.L.	Nuevos soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Servicios y productos informáticos y de telecomunicación
96.529.420-1	Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	Peso chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Suministrar y comercializar servicios y equipos informáticos
Extranjero	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y explotación de una central de ciclo combinado
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control conjunto	Chile	Transporte y distribución de energía eléctrica
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica

ANEXO N°2 Variaciones del perímetro de consolidación

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación durante el ejercicio 2011 y ejercicio 2010

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método consolidación
ICT Servicios informáticos Ltda.	-	-	-	-	99,00%	1,00%	100,00%	Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.	0,00%	34,50%	34,50%	Control conjunto				

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2011 y ejercicio 2010

Sociedad (*)	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	99,99%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,00%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Sistema Sec S.A.	-	-	-	-	0,00%	49,00%	49,00%	Integración proporcional
Synapsis Argentina S.R.I.	-	-	-	-	5,00%	95,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,20%	99,80%	100,00%	Consolidación
Synapsis Perú S.R.I.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,01%	100,00%	Consolidación

(*) ver nota 2.4.1 y nota 11

ANEXO N°3 Sociedades asociadas

Este anexo es parte de la nota 3.h "Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda funcional	% Participación a 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Compra venta mayorista de energía eléctrica
Extranjero	Endesa Market Place	Dólar	15,00%	0,00%	15,00%	15,00%	0,00%	15,00%	España	B2B (nuevas tecnologías)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Chile	Desarrollo, diseño, suministro de un terminal de regasificación de gas natural licuado
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Peso chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de cartera
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	26,20%	26,20%	Chile	Servicios
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y control sistema eléctrico

ANEXO N°4 Información adicional sobre deuda financiera

Este anexo forma parte de la nota 18 "Otros pasivos financieros".

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa nominal	Corriente			No corriente			Corriente			No corriente				
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total no corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Total corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total no corriente al 31/12/2010
			Uno a tres meses	Tres a doce meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años		Uno a tres meses	Tres a doce meses		Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	0,99%	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	110.508.645	816.706	18.915.156	19.731.862	3.202.593	83.824.641	-	87.027.234
Perú	US\$	3,64%	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	59.109.859	1.458.040	17.809.137	19.267.177	14.419.663	14.145.757	21.661.326	50.226.746
Perú	Soles	4,62%	431.794	2.987.507	3.419.301	3.362.985	-	38.373.491	41.736.476	1.839.538	1.031.134	2.870.672	32.616.930	-	-	32.616.930
Argentina	US\$	6,16%	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657	5.085.358	18.145.263	23.230.621	4.013.855	-	-	4.013.855
Argentina	\$ Arg	9,18%	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	50.374.382	14.760.009	24.845.072	39.605.081	29.992.159	2.424.007	-	32.416.166
Colombia	\$ Col	6,58%	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-	744.241	5.091.793	5.836.034	-	75.664.686	-	75.664.686
Brasil	US\$	5,90%	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730	765.141	11.617.821	12.382.962	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
Brasil	Real	10,81%	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	241.043.846	34.521.334	175.760.765	210.282.099	235.737.812	41.010.710	9.066.992	285.815.514
			77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595	59.990.367	273.216.141	333.206.508	339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999

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	12/2011		
							Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	12,47%	6,15%	57.479	1.964.473	2.021.952
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	12,49%	6,16%	45.870	1.542.373	1.588.243
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	12,26%	5,91%	1.779.341	12.975.006	14.754.347
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	6,09%	6,09%	5.982.354	13.453.719	19.436.073
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	12,68%	6,05%	875.019	2.942.372	3.817.391
Extranjera	Ampla	Brasil	BANCO HSBC	Real	9,73%	9,73%	632.464	22.045.700	22.678.164
Extranjera	Ampla	Brasil	Electrobras	Real	6,02%	6,02%	339.935	1.111.948	1.451.883
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	11,02%	11,02%	6.488.408	16.888.622	23.377.030
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,91%	7,89%	344.277	3.510.015	3.854.292
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	2,98%	2,98%	114.099	4.162.847	4.276.946
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	11,98%	11,96%	108.598	365.176	473.774
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Banco Santander Central Hispano	Real	13,05%	12,18%	1.801.366	59.020.877	60.822.243
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	6,58%	6,58%	19.073	173.334	192.407
Extranjera	Coelce	Brasil	Eletrobras	Real	6,58%	6,58%	1.721.402	4.747.664	6.469.066
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,75%	10,75%	1.310.254	4.235.607	5.545.861
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	9,95%	9,95%	9.231.834	30.273.652	39.505.486
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Nordeste	Real	13,15%	8,50%	259.136	3.894.055	4.153.191
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	5,49%	5,49%	58.889	4.387.814	4.446.703
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	405.477	1.378.129	1.783.606
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	1.949.762	5.760.203	7.709.965
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	7,19%	7,19%	280.841	944.367	1.225.208
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,70%	5,70%	8.155	1.878.060	1.886.215
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	3,80%	3,80%	14.597	1.585.500	1.600.097
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,30%	4,30%	260	-	260
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,95%	5,95%	166.062	558.407	724.469
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	32,27%	9,59%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	2,60%	37.891	127.413	165.304
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	4,00%	37.891	127.413	165.304
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,18%	4,00%	32.360	108.816	141.176
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,26%	4,00%	15.156	50.965	66.121
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,26%	4,00%	63.151	212.355	275.506

12/2011				12/2010							
No Corriente				Corriente			No Corriente				
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	
-	-	-	-	101.554	2.149.535	2.251.089	2.014.313	-	-	2.014.313	
-	-	-	-	80.587	1.698.892	1.779.479	1.585.020	-	-	1.585.020	
-	-	-	-	2.321.766	3.599.477	5.921.243	14.100.000	-	-	14.100.000	
-	-	-	-	7.117.655	13.583.761	20.701.416	18.425.880	-	-	18.425.880	
30.333.452	-	-	30.333.452	763.245	2.538.618	3.301.863	28.701.429	-	-	28.701.429	
-	-	-	-	1.116.014	24.085.514	25.201.528	21.832.924	-	-	21.832.924	
2.916.206	5.539.073	725.103	9.180.382	183.646	738.057	921.703	1.731.933	3.074.414	589.902	5.396.249	
33.192.137	52.961.281	3.133.364	89.286.782	9.075.941	20.796.621	29.872.562	9.181.709	488.855	-	9.670.564	
7.427.750	7.100.739	4.604.499	19.132.988	261.361	3.383.432	3.644.793	6.938.582	5.647.394	7.977.977	20.563.953	
8.990.990	4.835.251	-	13.826.241	145.163	3.664.317	3.809.480	5.979.125	12.952.704	-	18.931.829	
875.946	5.584.166	-	6.460.112	106.304	353.577	459.881	848.122	-	2.703.100	3.551.222	
-	-	-	-	3.166.878	64.735.216	67.902.094	60.518.449	-	-	60.518.449	
237.999	357.290	1.748.100	2.343.389	18.857	197.806	216.663	2.225.398	-	-	2.225.398	
8.943.102	16.832.769	4.350.590	30.126.461	1.521.161	5.224.999	6.746.160	9.147.592	7.457.925	4.670.947	21.276.464	
5.443.423	-	-	5.443.423	69.396	5.878.755	5.948.151	9.423.706	976.090	-	10.399.796	
56.108.514	15.247.149	-	71.355.663	7.020.880	25.008.603	32.029.483	59.074.857	29.013.426	3.806.143	91.894.426	
5.317.683	-	-	5.317.683	1.982.611	5.722.717	7.705.328	-	-	-	-	
-	-	-	-	233.456	4.018.689	4.252.145	3.999.466	-	-	3.999.466	
-	-	-	-	653.107	1.953.825	2.606.932	4.307.956	4.307.955	-	8.615.911	
1.880.534	-	-	1.880.534	268.854	1.472.491	1.741.345	1.603.280	-	-	1.603.280	
3.559.934	7.313.080	26.158.087	37.031.101	415.488	645.897	1.061.385	1.957.430	9.837.802	21.661.326	33.456.558	
-	-	-	-	23.655	3.427.268	3.450.923	1.697.864	-	-	1.697.864	
-	-	-	-	12.762	42.449	55.211	1.379.498	-	-	1.379.498	
-	-	-	-	77.109	167.805	244.914	5.030.048	-	-	5.030.048	
2.423.556	17.774.668	-	20.198.224	96.936	10.309.656	10.406.592	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	4.853.133	-	-	4.853.133	
305.625	-	3.584.598	3.890.223	108.895	-	108.895	2.658.128	-	-	2.658.128	
305.625	-	3.584.598	3.890.223	25.172	83.723	108.895	2.658.128	-	-	2.658.128	
261.016	-	3.097.880	3.358.896	21.816	72.561	94.377	2.310.826	-	-	2.310.826	
122.250	-	1.433.839	1.556.089	10.069	-	10.069	1.063.251	-	-	1.063.251	
509.375	-	5.974.330	6.483.705	41.953	-	41.953	4.430.213	-	-	4.430.213	

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	12/2011		
							Corriente		
							Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	2,60%	37.891	127.413	165.304
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	6,01%	2,63%	60.638	203.903	264.541
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	32,27%	2,64%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	5,16%	4,40%	99.201	333.576	432.777
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	6,82%	5,72%	32.758	110.153	142.911
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	21,31%	14,00%	128.257	2.499.512	2.627.769
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	14,85%	14,85%	673.842	228.279	902.121
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	23,67%	17,61%	213.681	718.530	932.211
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	59,77%	15,98%	179.826	604.690	784.516
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,17%	15,17%	435.062	483.752	918.814
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	16,20%	16,20%	6.354.203	1.169.601	7.523.804
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de Galicia	\$ Arg	16,27%	16,27%	2.120.536	1.891.956	4.012.492
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	24,96%	24,96%	151.298	508.762	660.060
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Itaú	\$ Arg	19,91%	19,91%	288.456	4.819.512	5.107.968
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	16,00%	16,00%	124.577	158.143	282.720
Extranjera	Emgesa	Colombia	Davienda	\$ Col	6,99%	6,99%	138.411	8.481.828	8.620.239
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	99.148	6.208.686	6.307.834
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	326.504	20.008.140	20.334.644
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	361.976	22.181.880	22.543.856
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	6,99%	6,99%	412.115	25.254.372	25.666.487
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	32,27%	6,00%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	32,27%	5,44%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	12,85%	12,26%	166.419	3.156.573	3.322.992
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,00%	5,00%	156.279	-	156.279
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	15,82%	15,82%	1.382.931	1.533.096	2.916.027
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Mediocredito Italiano	\$ Arg	32,27%	1,75%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,00%	15,00%	10.746.076	1.949.571	12.695.647
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	18,12%	18,12%	3.503.302	-	3.503.302
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	25,30%	13,00%	1.478.241	-	1.478.241
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	22,24%	15,00%	1.105.942	-	1.105.942
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,32%	5,32%	209.622	-	209.622
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	6,70%	6,70%	4.670.705	-	4.670.705
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	32,27%	14,75%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	15,40%	15,40%	832.611	-	832.611
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	28,00%	13,00%	123.454	-	123.454
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,96%	53.521	1.002.756	1.056.277
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	2,50%	2,50%	379.501	764.980	1.144.481
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	1,83%	1,65%	473.367	1.591.761	2.065.128
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	9,16%	3,80%	518.208	1.530.246	2.048.454
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	3,80%	3,80%	1.611.491	4.749.662	6.361.153
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	ITAU - Sindicato	\$ Arg	20,10%	18,67%	1.791.907	-	1.791.907
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	STANDARD - Sindicato	\$ Arg	21,27%	18,67%	64.001	1.336.177	1.400.178
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	SANTANDER - Sindicato	\$ Arg	20,10%	20,10%	80.629	1.707.695	1.788.324
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	HIPOTECARIO - Sindicato	\$ Arg	21,96%	18,67%	55.506	1.125.918	1.181.424
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	GALICIA - Sindicato	\$ Arg	21,85%	18,67%	26.301	535.888	562.189
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	22,39%	14,30%	112.503	1.115.167	1.227.670
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	22,09%	14,50%	152.645	1.527.554	1.680.199
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Macro	\$ Arg	17,75%	17,75%	233.981	2.275.667	2.509.648
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander Rio - Sindicato	\$ Arg	17,44%	17,44%	329.514	1.108.036	1.437.550
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	17,14%	17,14%	329.514	1.108.036	1.437.550
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	PNC BANK	US\$	32,27%	3,09%	-	-	-
Totales							77.007.952	324.538.353	401.546.305

12/2011				12/2010							
No Corriente				Corriente			No Corriente				
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	
305.625	-	3.584.598	3.890.223	25.172	83.723	108.895	2.658.128	-	-	2.658.128	
489.101	-	-	489.101	1.308.111	334.293	1.642.404	-	-	-	-	
-	-	5.157.627	5.157.627	134.344	-	134.344	3.591.829	-	-	3.591.829	
800.145	-	9.525.160	10.325.305	74.135	246.580	320.715	6.836.881	-	-	6.836.881	
264.223	-	2.430.861	2.695.084	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	271.817	3.031.502	3.303.319	2.534.402	-	-	2.534.402	
3.245.052	-	-	3.245.052	54.835	182.384	237.219	1.466.744	-	-	1.466.744	
4.195.131	-	-	4.195.131	156.756	521.383	678.139	3.845.625	727.040	-	4.572.665	
1.811.063	-	-	1.811.063	-	601.759	601.759	2.008.017	-	-	2.008.017	
2.896.973	-	-	2.896.973	-	1.354.637	1.354.637	2.530.914	-	-	2.530.914	
9.498.494	-	-	9.498.494	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3.474.143	-	-	3.474.143	-	-	-	-	-	-	-	
2.454.313	-	-	2.454.313	-	-	-	-	-	-	-	
1.364.912	-	-	1.364.912	39.530	131.479	171.009	957.228	-	-	957.228	
-	-	-	-	-	603.337	603.337	-	7.812.518	-	7.812.518	
-	-	-	-	-	432.186	432.186	-	23.602.722	-	23.602.722	
-	-	-	-	-	1.423.236	1.423.236	-	23.817.961	-	23.817.961	
-	-	-	-	328.989	1.251.871	1.580.860	-	20.431.485	-	20.431.485	
-	-	-	-	415.252	1.381.163	1.796.415	-	-	-	-	
-	-	-	-	605.038	-	605.038	-	-	-	-	
-	-	-	-	713.260	351.529	1.064.789	-	-	-	-	
2.652.744	-	-	2.652.744	643.599	1.931.528	2.575.127	2.055.803	-	-	2.055.803	
-	-	-	-	160.286	267.560	427.846	-	-	-	-	
-	-	-	-	184.556	2.497.668	2.682.224	1.994.435	-	-	1.994.435	
-	-	-	-	-	963.655	963.655	-	-	-	-	
-	-	-	-	881.772	-	881.772	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.853.593	890.721	2.744.314	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	3.954.652	3.954.652	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.808.418	-	1.808.418	-	-	-	-	
-	-	-	-	6.489	426.386	432.875	-	-	-	-	
-	-	-	-	35.128	1.011.545	1.046.673	-	-	-	-	
-	-	-	-	357.550	-	357.550	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.159.080	-	1.159.080	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.788.875	-	1.788.875	-	-	-	-	
1.915.379	876.746	-	2.792.125	60.946	944.030	1.004.976	1.823.007	1.648.517	-	3.471.524	
1.132.904	-	-	1.132.904	356.896	688.663	1.045.559	1.379.586	670.052	-	2.049.638	
106.583.616	-	-	106.583.616	397.349	17.072.365	17.469.714	-	81.506.072	-	81.506.072	
3.576.867	402.643	-	3.979.510	1.479.285	7.585.610	9.064.895	979.026	-	-	979.026	
10.912.983	1.209.420	-	12.122.403	1.477.401	7.582.650	9.060.051	979.026	-	-	979.026	
-	-	-	-	136.513	1.869.470	2.005.983	1.687.700	-	-	1.687.700	
-	-	-	-	106.749	1.460.783	1.567.532	1.318.645	-	-	1.318.645	
-	-	-	-	415.988	1.589.995	2.005.983	1.687.700	-	-	1.687.700	
-	-	-	-	88.490	1.223.925	1.312.415	1.106.099	-	-	1.106.099	
-	-	-	-	41.985	582.414	624.399	526.511	-	-	526.511	
1.471.923	-	-	1.471.923	740.013	-	740.013	-	-	-	-	
2.019.288	-	-	2.019.288	21.510	595.558	617.068	-	-	-	-	
2.994.506	-	-	2.994.506	2.704.496	-	2.704.496	-	-	-	-	
6.245.072	1.229.220	-	7.474.292	1.533.640	2.013.163	3.546.803	8.328.139	1.696.967	-	10.025.106	
6.245.072	1.229.220	-	7.474.292	378.715	368.379	747.094	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.515	210.098	211.613	-	-	-	-	
345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595	59.990.367	273.216.141	333.206.508	339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999	

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

d. Resumen de obligaciones garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento país	Moneda	Tasa nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente al 31/12/2011
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Más de cinco años	
			Uno a tres meses	Tres a doce meses		Uno a tres años	Tres a cinco años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	8,15%	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283
Chile	U.F.	9,71%	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531
Perú	US\$	6,82%	853.625	2.238.831	3.092.456	15.656.525	27.138.567	24.540.662	67.335.754
Perú	Soles	6,75%	31.909.724	18.212.792	50.122.516	81.151.846	50.536.091	48.755.116	180.443.053
Argentina	\$ Arg	11,74%	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,76%	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758
Brasil	Real	12,75%	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195
			125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.090.734.784	1.223.629.768	1.706.968.022	4.021.332.574

e. Individualización de obligaciones garantizadas y no garantizadas por deudor

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	12/2011		
								Menos de 90 días	Corriente Más de 90 días	Total corriente
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos	Brasil	Real	9,56%	9,56%	6.698.731	102.230.946	108.929.677
Extranjera	Codensa	Colombia	B5	Colombia	\$ Col	32,27%	8,00%	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	9,61%	8,51%	1.601.595	5.385.582	6.987.177
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,81%	7,77%	863.459	2.903.500	3.766.959
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,34%	6,21%	142.540	9.063.816	9.206.356
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	6,48%	6,37%	369.477	1.242.417	1.611.894
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	9,29%	8,17%	467.694	1.572.686	2.040.380
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,62%	7,50%	1.404.776	4.723.752	6.128.528
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,81%	7,75%	469.953	1.580.283	2.050.236
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	6,50%	5,13%	346.784	1.166.108	1.512.892
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	7,42%	6,03%	717.221	2.411.754	3.128.975
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	10,47%	10,47%	2.539.943	23.718.519	26.258.462
Extranjera	Coelce	Brasil	Santander	Brasil	Real	13,57%	13,57%	2.577.076	8.665.772	11.242.848
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,32%	6,31%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	6,28%	75.800	254.886	330.686
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	6,17%	75.424	253.624	329.048
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,75%	6,11%	64.842	218.041	282.883
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	5,92%	78.051	262.457	340.508
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,44%	6,17%	77.300	259.934	337.234
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,63%	6,33%	79.552	267.504	347.056
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,19%	5,97%	160.276	-	160.276
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,48%	6,06%	83.851	281.959	365.810
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	9,19%	6,44%	115.630	388.820	504.450
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,94%	7,78%	83.988	282.422	366.410
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,27%	7,13%	59.850	201.252	261.102
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,76%	6,63%	87.568	294.460	382.028
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,12%	6,00%	79.307	266.681	345.988
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,60%	6,10%	85.503	287.515	373.018
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,59%	6,23%	89.628	301.387	391.015
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,47%	6,47%	77.676	261.195	338.871
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,09%	73.923	248.577	322.500
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	32,27%	6,16%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	6,06%	97.652	235.722	333.374

Corriente			No corriente			
Vencimiento			Vencimiento			Total no corriente al 31/12/2010
Uno a tres meses	Tres a doce meses	Total corriente al 31/12/2010	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
20.226.869	44.237.144	64.464.013	299.076.238	429.205.042	515.592.354	1.243.873.634
8.474.004	33.742.901	42.216.905	77.732.304	187.444.894	542.172.671	807.349.869
870.099	6.351.625	7.221.724	18.968.745	8.678.373	38.097.741	65.744.859
19.784.574	22.667.166	42.451.740	64.109.539	68.651.225	59.006.695	191.767.459
510.018	9.010.562	9.520.580	4.165.269	-	-	4.165.269
47.619.509	131.473.631	179.093.140	152.631.795	183.051.591	442.910.408	778.593.794
7.503.875	97.708.841	105.212.716	155.008.143	48.941.503	-	203.949.646
104.988.948	345.191.870	450.180.818	771.692.033	925.972.628	1.597.779.869	3.295.444.530

12/2011				12/2010							
No corriente				Corriente			No corriente				
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	
59.162.266	133.237.309	-	192.399.575	5.058.194	66.186.606	71.244.800	115.328.463	32.291.490	-	147.619.953	
-	-	-	-	34.864.627	14.808.827	49.673.454	-	-	-	-	
74.917.478	-	-	74.917.478	1.305.256	4.341.394	5.646.650	60.819.262	-	-	60.819.262	
6.964.604	52.594.867	-	59.559.471	700.056	2.328.447	3.028.503	-	-	94.695.348	94.695.348	
-	-	-	-	128.474	427.314	555.788	8.288.014	-	-	8.288.014	
24.349.062	-	-	24.349.062	333.765	1.110.132	1.443.897	21.659.750	19.672.953	-	41.332.703	
22.071.605	-	-	22.071.605	378.323	1.258.334	1.636.657	21.257.241	-	-	21.257.241	
11.330.829	86.996.017	-	98.326.846	1.124.031	3.738.624	4.862.655	-	36.313.095	80.644.446	116.957.541	
3.790.614	32.393.688	-	36.184.302	380.204	1.264.592	1.644.796	-	-	26.883.291	26.883.291	
21.620.973	-	-	21.620.973	251.482	836.452	1.087.934	-	-	20.546.246	20.546.246	
5.785.056	46.931.965	-	52.717.021	536.552	1.784.618	2.321.170	-	-	-	-	
43.973.620	34.824.619	-	78.798.239	846.422	26.202.959	27.049.381	-	-	-	-	
20.786.524	32.496.725	90.131.132	143.414.381	1.599.259	5.319.276	6.918.535	39.679.680	16.650.013	-	56.329.693	
-	-	-	-	4.162.360	-	4.162.360	-	-	-	-	
611.394	1.775.041	5.728.426	8.114.861	66.273	220.431	286.704	528.747	1.293.774	5.217.004	7.039.525	
608.367	6.582.587	-	7.190.954	65.396	217.512	282.908	521.745	1.276.641	4.424.723	6.223.109	
4.267.060	-	-	4.267.060	56.693	188.567	245.260	452.314	3.464.092	-	3.916.406	
4.868.653	-	-	4.868.653	68.242	226.979	295.221	4.482.746	-	-	4.482.746	
4.919.966	-	-	4.919.966	67.586	224.796	292.382	4.524.506	-	-	4.524.506	
4.950.085	-	-	4.950.085	69.554	231.344	300.898	4.557.650	-	-	4.557.650	
-	-	10.819.378	10.819.378	269.406	4.353.667	4.623.073	626.739	-	5.590.323	6.217.062	
2.639.913	-	8.220.849	10.860.762	75.208	250.147	325.355	428.296	-	3.383.243	3.811.539	
5.903.654	-	-	5.903.654	103.734	345.028	448.762	600.026	1.468.183	7.663.880	9.732.089	
677.444	6.208.170	-	6.885.614	75.334	250.569	325.903	601.038	1.470.659	4.120.651	6.192.348	
3.783.487	-	-	3.783.487	53.683	178.554	232.237	532.248	846.573	5.665.215	7.044.036	
706.319	6.190.863	-	6.897.182	78.556	261.284	339.840	567.661	-	5.504.523	6.072.184	
639.685	6.096.813	-	6.736.498	71.151	236.654	307.805	608.863	-	6.169.906	6.778.769	
689.660	6.853.252	-	7.542.912	76.315	253.831	330.146	827.616	4.892.958	-	5.720.574	
5.873.636	-	-	5.873.636	78.364	260.646	339.010	625.209	4.767.047	-	5.392.256	
5.051.067	-	-	5.051.067	67.914	225.888	293.802	4.639.193	-	-	4.639.193	
5.114.463	-	-	5.114.463	64.633	214.975	279.608	164.402	-	-	164.402	
-	-	-	-	77.560	5.057.591	5.135.151	-	-	-	-	
616.363	1.789.469	5.500.435	7.906.267	66.712	221.891	288.603	13.746.666	-	-	13.746.666	

f. Individualización de obligaciones garantizadas y no garantizadas por deudor

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	12/2011		
								Menos de 90 días	Corriente Más de 90 días	Total corriente
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	32,27%	5,79%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Caja de Pensiones Militar Policial	Perú	Soles	5,45%	5,44%	63.823	214.613	278.436
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,44%	1,27%	76.203	256.244	332.447
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,48%	6,48%	151.944	510.933	662.877
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	32,27%	0,48%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	14,00%	14,00%	126.147	424.187	550.334
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosersoe	Perú	Soles	7,44%	7,31%	107.277	360.734	468.011
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,88%	7,31%	15.147	821.547	836.694
Extranjera	Edelnor	Perú	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,57%	7,56%	54.563	183.474	238.037
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,17%	7,56%	70.593	237.379	307.972
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,23%	7,22%	52.086	175.146	227.232
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,06%	7,06%	62.548	210.325	272.873
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,01%	7,06%	104.593	351.709	456.302
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,67%	6,66%	48.033	161.519	209.552
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,70%	5,69%	3.926.418	-	3.926.418
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,91%	5,69%	56.814	191.045	247.859
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,97%	5,91%	7.975.989	-	7.975.989
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,94%	5,97%	133.328	448.335	581.663
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,94%	6.065.488	-	6.065.488
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,85%	6,56%	98.656	6.111.343	6.209.999
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	5,94%	68.516	230.393	298.909
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,29%	5,94%	60.381	203.039	263.420
Extranjera	Edelnor	Perú	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,82%	6,28%	81.845	275.214	357.059
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	6,81%	85.597	287.833	373.430
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	32,27%	7,13%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,72%	7,50%	111.264	374.141	485.405
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	8,32%	7,72%	51.945	2.662.041	2.713.986
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	32,27%	8,25%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	32,27%	7,81%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,82%	7,81%	4.936.463	-	4.936.463
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,91%	6.276.791	-	6.276.791
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,07%	6,56%	96.506	324.515	421.021
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo Mi Vivienda	Perú	Soles	6,57%	6,56%	92.948	312.552	405.500
Extranjera	Edelnor	Perú	Atlantic Security Bank	Perú	Soles	7,07%	6,16%	101.873	342.563	444.436
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,45%	7,44%	63.749	214.363	278.112
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	oeds7	Argentina	\$ Arg	11,74%	8,00%	116.551	4.100.169	4.216.720
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	32,27%	7,05%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,22%	7,21%	1.150.327	3.868.134	5.018.461
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,97%	5,11%	1.129.556	3.798.288	4.927.844
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,13%	6,34%	216.825	729.104	945.929
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A2-5	Colombia	\$ Col	5,43%	4,83%	179.093	602.226	781.319
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B105	Colombia	\$ Col	9,27%	4,83%	569.828	1.916.126	2.485.954
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B105	Colombia	\$ Col	9,13%	5,33%	1.328.332	4.466.698	5.795.030
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	32,27%	7,77%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B9	Colombia	\$ Col	32,27%	6,07%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B104	Colombia	\$ Col	9,28%	7,94%	989.794	3.328.320	4.318.114
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B104	Colombia	\$ Col	9,80%	9,80%	354.285	1.191.331	1.545.616
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos C10	Colombia	\$ Col	32,27%	8,14%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos E105-5	Colombia	\$ Col	9,33%	9,27%	556.858	1.872.513	2.429.371
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B1	Colombia	\$ Col	10,17%	7,76%	4.386.227	14.749.291	19.135.518
Extranjera	Emgesa	Colombia	Papeles comerciales	Colombia	\$ Col	10,17%	4,00%	610.366	2.052.440	2.662.806
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	7,88%	703.310	2.364.976	3.068.286
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	8,27%	7,33%	2.204.773	7.413.852	9.618.625
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	9,21%	8,13%	2.384.734	8.018.994	10.403.728
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	10,59%	6,20%	31.321.953	-	31.321.953
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,95%	8,35%	4.635.971	15.589.088	20.225.059
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,74%	8,63%	457.603	1.538.753	1.996.356
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	10,66%	6,20%	2.124.125	11.532.964	13.657.089
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	7,85%	3,80%	1.746.368	5.872.402	7.618.770
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	8,95%	4,75%	4.973.783	16.725.028	21.698.811
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,71%	7,40%	2.492.775	8.382.298	10.875.073
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,88%	6,60%	7.638	25.685	33.323
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,68%	7,38%	9.552.437	5.637.390	15.189.827
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	10,36%	5,75%	837.156	5.068.678	5.905.834
			Totales					125.993.266	315.961.506	441.954.772

12/2011				Corriente			12/2010			
No corriente				Corriente			No corriente			
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente
-	-	-	-	-	-	-	429.592	-	-	429.592
5.077.124	-	-	5.077.124	53.845	179.094	232.939	429.592	7.737.244	-	8.166.836
5.180.728	-	-	5.180.728	64.056	213.056	277.112	511.056	4.027.619	-	4.538.675
10.342.337	-	-	10.342.337	127.846	425.227	553.073	1.019.989	8.041.180	-	9.061.169
-	-	-	-	815.693	-	815.693	-	-	-	-
1.017.494	-	5.991.693	7.009.187	110.243	366.678	476.921	879.547	5.838.330	-	6.717.877
865.289	2.512.167	6.209.886	9.587.342	3.352.913	-	3.352.913	-	-	-	-
-	-	-	-	13.176	43.824	57.000	719.004	-	-	719.004
2.962.950	-	-	2.962.950	47.638	158.449	206.087	-	2.752.371	-	2.752.371
569.399	4.271.435	-	4.840.834	61.654	205.067	266.721	491.892	3.713.379	-	4.205.271
420.122	3.482.779	-	3.902.901	45.473	151.246	196.719	362.794	3.026.055	-	3.388.849
504.506	4.816.026	-	5.320.532	3.371.548	-	3.371.548	-	-	-	-
843.643	-	6.430.925	7.274.568	91.381	303.942	395.323	729.064	1.836.652	-	2.565.716
3.034.955	-	-	3.034.955	41.929	139.461	181.390	-	2.791.758	-	2.791.758
-	-	-	-	47.769	158.885	206.654	3.379.468	-	-	3.379.468
458.259	3.910.505	-	4.368.764	49.607	164.996	214.603	395.775	3.710.199	-	4.105.974
-	-	-	-	100.263	333.484	433.747	6.863.872	-	-	6.863.872
1.075.419	8.019.674	-	9.095.093	116.536	387.610	504.146	929.757	7.552.392	-	8.482.149
-	-	-	-	82.678	274.994	357.672	-	-	5.217.603	5.217.603
-	-	-	-	86.221	286.779	373.000	5.342.274	-	-	5.342.274
552.643	5.457.537	-	6.010.180	3.382.087	-	3.382.087	-	-	-	-
3.893.541	-	-	3.893.541	52.756	175.472	228.228	3.577.649	-	-	3.577.649
5.284.017	-	-	5.284.017	71.523	237.891	309.414	570.628	4.283.441	-	4.854.069
690.422	5.790.825	-	6.481.247	74.804	248.804	323.608	596.804	-	1.147.374	1.744.178
-	-	-	-	62.993	3.415.752	3.478.745	-	-	-	-
-	-	6.004.573	6.004.573	97.245	323.445	420.690	5.579.682	-	-	5.579.682
-	-	-	-	45.381	150.941	196.322	2.331.681	-	-	2.331.681
-	-	-	-	1.850.054	940.321	2.790.375	-	-	-	-
-	-	-	-	83.531	4.519.744	4.603.275	-	-	-	-
-	-	-	-	99.607	331.302	430.909	5.395.672	-	-	5.395.672
-	-	-	-	84.342	280.527	364.869	672.899	-	14.378.772	15.051.671
778.412	-	4.863.685	5.642.097	81.231	270.181	351.412	648.082	-	28.621.219	29.269.301
-	-	6.177.926	6.177.926	88.558	294.551	383.109	706.538	-	-	706.538
821.704	-	7.348.002	8.169.706	55.355	184.114	239.469	441.633	-	-	441.633
514.191	3.917.515	-	4.431.706	130.063	432.600	562.663	1.037.675	2.539.051	-	3.576.726
-	-	-	-	510.018	9.010.562	9.520.580	4.165.269	-	-	4.165.269
-	-	-	-	925.274	46.241.341	47.166.615	-	-	-	-
9.278.465	-	56.536.718	65.815.183	928.950	3.089.767	4.018.717	7.411.403	-	58.531.760	65.943.163
9.110.927	-	62.840.794	71.951.721	-	3.417.457	3.417.457	-	-	59.944.656	59.944.656
1.748.896	10.768.120	-	12.517.016	127.910	425.441	553.351	1.020.502	-	-	1.020.502
14.001.389	-	-	14.001.389	920.115	3.060.381	3.980.496	7.340.914	-	12.326.963	19.667.877
28.105.888	-	-	28.105.888	631.089	16.269.543	16.900.632	-	-	-	-
10.714.236	84.115.563	-	94.829.799	525.615	1.748.240	2.273.855	4.193.491	23.479.236	-	27.672.727
-	-	-	-	1.870.289	2.803.288	4.673.577	8.619.110	74.169.812	-	82.788.922
-	-	-	-	454.112	1.510.415	1.964.527	3.623.022	8.865.052	27.196.423	39.684.497
7.983.617	-	65.971.663	73.955.280	774.134	2.574.836	3.348.970	6.176.240	15.112.435	42.007.978	63.296.653
2.857.637	8.296.492	21.943.442	33.097.571	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	278.613	926.691	1.205.304	2.222.846	5.439.008	20.133.297	27.795.151
4.491.583	13.040.277	28.416.894	45.948.754	-	-	-	-	-	-	-
35.379.018	-	310.816.486	346.195.504	-	-	-	-	-	-	-
4.923.173	-	43.251.722	48.174.895	180.638	17.507.497	17.688.135	-	-	-	-
5.672.852	16.469.819	84.974.171	107.116.842	3.258.258	-	3.258.258	-	-	133.240.165	133.240.165
17.783.553	51.630.453	177.679.777	247.093.783	1.800.577	-	1.800.577	-	-	67.013.806	67.013.806
19.235.104	109.486.718	-	128.721.822	1.995.692	6.202.409	8.198.101	-	-	14.515.600	14.515.600
-	-	-	-	1.277.966	2.083.536	3.361.502	6.435.714	19.069.273	23.877.508	49.382.495
218.659.499	-	-	218.659.499	-	13.893.834	13.893.834	86.790.375	143.546.561	157.010.138	387.347.074
3.690.997	10.715.959	162.562.141	176.969.097	3.450.641	10.287.028	13.737.669	186.924.716	110.135.092	-	297.059.808
24.422.163	58.670.925	66.097.899	149.190.987	1.436.610	10.440.417	11.877.027	21.414.704	53.101.972	61.491.208	136.007.884
14.086.088	40.895.714	145.246.623	200.228.425	1.284.413	4.272.071	5.556.484	10.247.385	25.073.983	131.684.135	167.005.503
40.118.205	136.748.818	305.217.831	482.084.854	3.759.700	12.505.089	16.264.789	29.995.867	73.395.881	304.052.705	407.444.453
20.106.557	158.089.452	-	178.196.009	2.270.849	7.553.041	9.823.890	-	-	143.190.238	143.190.238
61.611	178.874	660.104	900.589	6.958	23.144	30.102	55.516	135.840	622.407	813.763
195.829.642	-	-	195.829.642	7.443.894	6.277.688	13.721.582	25.305.631	175.387.549	-	200.693.180
10.912.682	27.372.736	11.324.847	49.610.265	715.315	4.441.788	5.157.103	9.638.634	16.803.785	21.067.115	47.509.534
1.090.734.784	1.223.629.768	1.706.968.022	4.021.332.574	104.988.948	345.191.870	450.180.818	771.692.033	925.972.628	1.597.779.869	3.295.444.530

c) Obligaciones por arrendamiento financiero

g. Individualización de obligaciones por arrendamiento financiero

Rut empresa deudora	Nombre empresa deudora	País empresa deudora	Rut acreedora	Nombre del acreedor	País acreedora	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	12/2011		
								Corriente		
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	567.586	1.900.568	2.468.154
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	2.137.134	6.953.795	9.090.929
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	9,38%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	1.178.706	3.660.137	4.838.843
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	170.578	411.253	581.831
Totales								4.054.004	12.925.753	16.979.757

d) Otras obligaciones

h. Individualización de otras obligaciones

Rut empresa deudora	Nombre empresa deudora	País empresa deudora	Rut acreedora	Nombre del acreedor	País acreedora	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	12/2011		
								Corriente		
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	14.958.554	10.030.787	24.989.341
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	2.296.618	67.527	2.364.145
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	547.198	884.765	1.431.963
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	3.930.734	3.930.734
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	24,09%	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96963440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	10.193.375	-	10.193.375
Totales								27.995.745	14.913.813	42.909.558

12/2011				12/2010							
No corriente				Corriente			No corriente				
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	
4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290	514.759	1.713.147	2.227.906	4.107.030	10.200.414	11.875.674	26.183.118	
11.858.222	27.292.271	-	39.150.493	2.204.779	6.628.821	8.833.600	14.084.254	30.098.142	-	44.182.396	
-	-	-	-	65.489	195.946	261.435	-	-	-	-	
2.604.306	-	-	2.604.306	450.157	909.184	1.359.341	2.470.766	-	-	2.470.766	
673.700	-	-	673.700	174.909	581.159	756.068	917.985	225.762	-	1.143.747	
19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789	3.410.093	10.028.257	13.438.350	21.580.035	40.524.318	11.875.674	73.980.027	

12/2011				12/2010							
No corriente				Corriente			No corriente				
Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total corriente	Uno a tres años	Tres a cinco años	Más de cinco años	Total no corriente	
32.747.272	24.243.194	-	56.990.466	9.372.718	10.439.827	19.812.545	28.222.904	26.997.497	-	55.220.401	
161.976	1.139.597	-	1.301.573	56.194	1.181.656	1.237.850	1.164.650	1.117.531	-	2.282.181	
-	-	-	-	968.330	1.855.135	2.823.465	866.537	-	-	866.537	
-	-	-	-	-	-	-	12.395.250	-	-	12.395.250	
-	-	-	-	51.831.581	-	51.831.581	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32.909.248	25.382.791	-	58.292.039	62.228.823	13.476.618	75.705.441	42.649.341	28.115.028	-	70.764.369	

ANEXO N°5 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

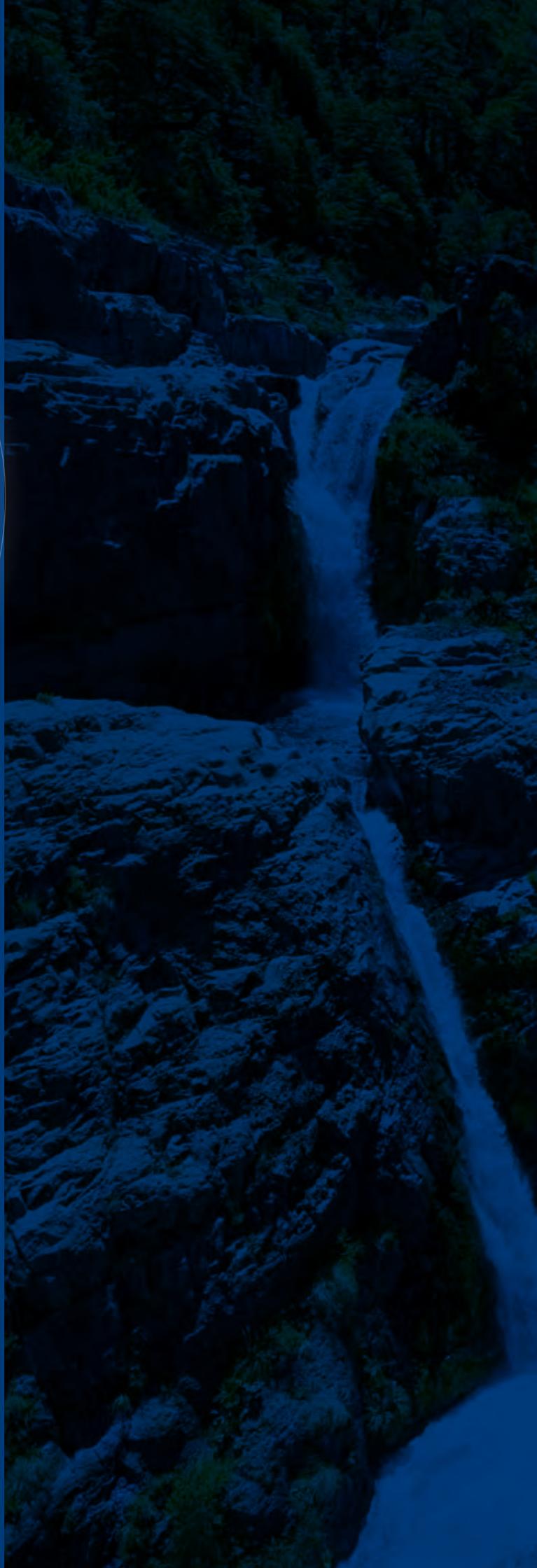
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

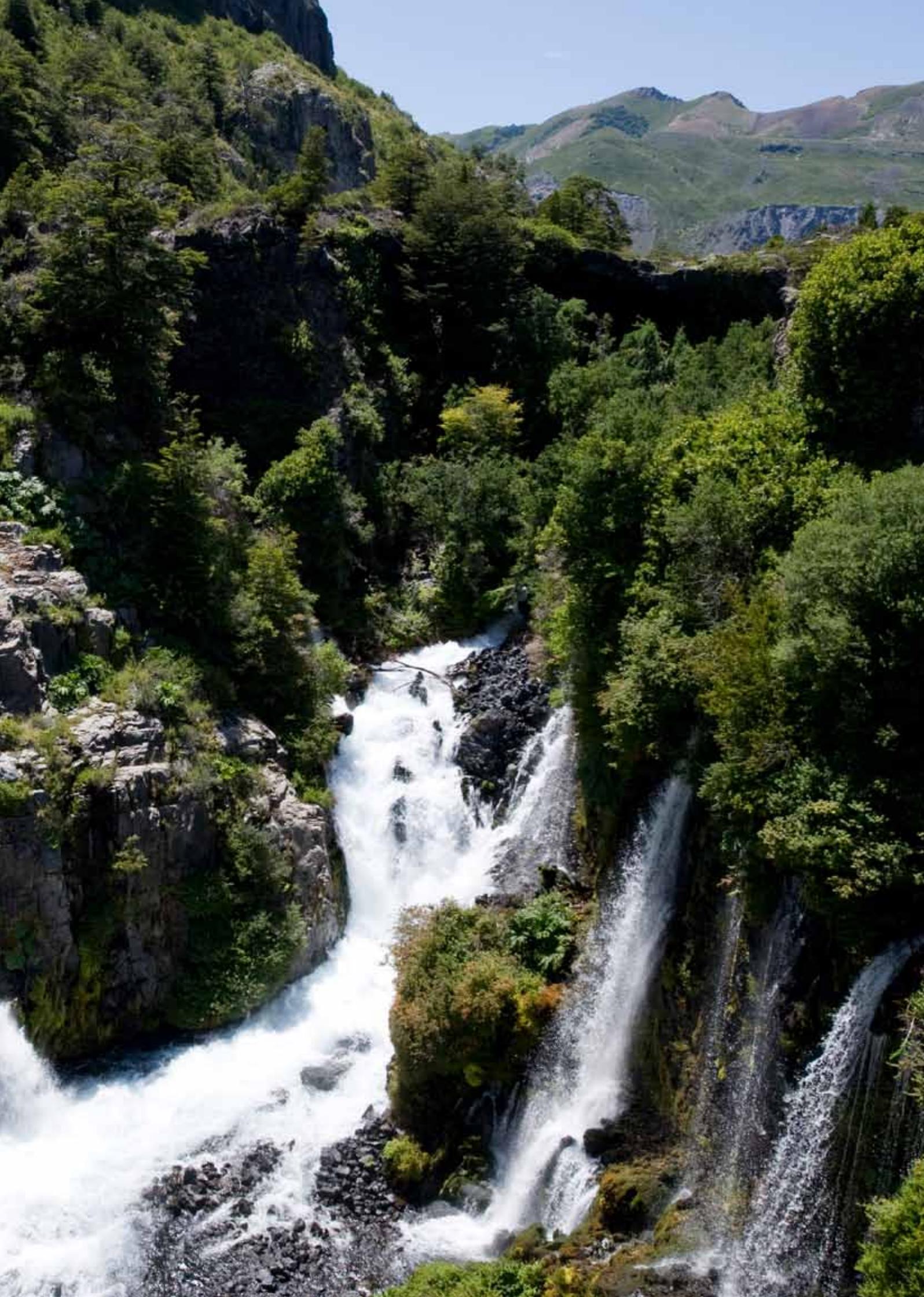
ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/11 M\$	31/12/10 M\$
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes al efectivo			42.323.083	66.329.098
	Dólares	Pesos chileno	22.805.258	46.804.371
	Dólares	Pesos colombianos	5.634	6.004
	Dólares	Soles	3.201.968	1.234.825
	Dólares	Peso argentino	16.310.223	18.283.898
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			10.100.793	17.592.080
	Dólares	Pesos chileno	10.100.793	17.592.080
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente			379.862	563.614
	Dólares	Pesos chileno	379.862	563.614
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			52.803.738	84.484.792
Total activos corrientes			52.803.738	84.484.792
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			9.733.400	2.887.460
	Dólares	Pesos chileno	9.733.400	2.887.460
Plusvalía			477.068.142	488.403.515
	Reales	Soles	10.361.690	10.502.214
	Reales	Pesos chileno	313.990.020	327.477.479
	Pesos colombianos	Pesos chileno	11.589.629	7.348.467
	Soles	Pesos chileno	128.304.143	118.949.428
	Peso argentino	Pesos chileno	12.822.660	24.125.927
Total activos no corrientes			486.801.542	491.290.975
Total activos			539.605.280	575.775.767

		31/12/11						
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes			
Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corriente	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corriente
Pasivos								
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750
Dólares	Pesos chileno	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218
Dólares	Reales	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
Dólares	Soles	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106
Dólares	Peso argentino	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696
Total pasivos		50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750

31/12/10						
Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes			
Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corriente	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corriente
93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542
21.623.823	65.061.393	86.685.216	318.781.111	523.230.097	467.468.028	1.309.479.236
52.596.722	11.617.821	64.214.543	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	59.759.067	160.154.001
14.514.270	29.766.746	44.281.016	33.401.409	28.115.028	-	61.516.437
93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542

Análisis
razonado
y hechos
relevantes
consolidados





Resumen económico- financiero

- Durante el año 2011 se confirmó el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en los mercados en los que operamos, basado en la dinámica actividad económica experimentada en estos países.
- En este contexto, es importante destacar el aumento observado en nuestras operaciones peruanas y chilenas, con niveles de demanda eléctrica en distribución creciendo al 7,3% y 4,6%, respectivamente.
- En tanto que en generación, los ingresos operacionales cayeron 2,9% principalmente debido a menores precios medios de venta, lo cual fue en gran parte compensado por mayores ventas físicas en Perú y Colombia.
- En este contexto es importante destacar la recuperación de nuestra central térmica a carbón Bocamina I, dañada por el terremoto de 2010. Este positivo aspecto nos ha permitido proveer a Chile de una fuente estable y segura de energía durante un año seco.
- EL EBITDA de la Compañía muestra una disminución de Ch\$ 134.323 millones, principalmente explicado por mayores costos de combustible en el negocio de generación por Ch\$ 70.601 millones esencialmente por la operación en Argentina y Chile. Adicionalmente, la caída se refuerza por el impacto de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada en Colombia, que implicó el registro al 1° de enero de 2011 del monto total que se pagará por este concepto en el periodo 2011-2014. Este efecto no recurrente afectó el resultado operacional de nuestras operaciones en Colombia en Ch\$ 72.671 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto de mayores resultados de nuestras operaciones de distribución en Chile y Perú, así como por generación en Perú y Brasil y transmisión en Brasil.
- El balanceado portafolio de inversiones del Grupo Enersis permitió mantener muy equilibradas las contribuciones al EBITDA, por tipo de negocios, como se aprecia a continuación:
 - Distribución: 44%
 - Generación y Transmisión: 56%
- Nuestra base de clientes en el negocio de distribución se incrementó en alrededor de 384 mil nuevos clientes, lo cual confirma el crecimiento natural de nuestro negocio de distribución, importante factor de estabilidad.
- El Resultado Operacional en 2011 alcanzó Ch\$ 1.566.311 millones, lo que equivale a un 8,1% de disminución respecto del año anterior. Al respecto, cabe destacar la negativa evolución operativa de las filiales en Argentina, como consecuencia del aumento de los costos operativos, sin que se produzcan los correspondientes aumentos tarifarios por la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, lo cual está afectando al equilibrio financiero de Edesur.
- Por lo anterior, Enersis S.A. ha efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Su S.A. y Central Costanera S.A., que tienen un impacto en los resultados de la compañía por Ch\$ 106.750 millones. Sin ajustes, los resultados de Enersis S.A., habrían sido similares a los obtenidos el año 2010. Lo anterior, pese a los efectos de la severa sequía que afecta al país por dos años y medio, lo que ratifica el beneficio de la diversificación.

1. Comportamiento del negocio de distribución

- Los Ingresos Operacionales crecieron 1,2% alcanzando Ch\$ 4.447.427 millones.
- Los Costos de Aprovisionamiento y Servicios alcanzaron Ch\$ 2.904.966 millones, lo que representa una disminución de 1,5% respecto de lo registrado el año anterior.
- El EBITDA en 2011 alcanzó Ch\$ 939.597 millones, lo que representa una disminución de 4,4% respecto de 2010, principalmente debido a los menores resultados de nuestras operaciones en Argentina, Colombia y Brasil, parcialmente compensados por los mejores resultados en Chile y Perú.

Factores que incidieron en este resultado son:

En Chile, el EBITDA creció en Ch\$ 12.538 millones, lo que se explica principalmente por:

- Un mejor margen de venta relacionado a un 4,6% de aumento en la demanda de energía que se reflejó en mayores ventas físicas en la mayoría de los segmentos de clientes.
- Menor gasto en personal por Ch\$ 4.974 millones.

En Perú, el EBITDA aumentó en Ch\$ 5.944 millones, como resultado de:

- Aumento del 7,3% en las ventas físicas que se explican por incrementos en todos los segmentos de clientes.
- Menores otros gastos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 3.182 principalmente provenientes de sinergias en sistemas de tecnología e información.

En Argentina, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 36.245 millones, lo que se explica principalmente por:

- Aumento de Ch\$ 23.866 en gasto en personal debido a aumentos salariales relacionados a acuerdos laborales, mayor plantilla y sobretiempo por contingencias climáticas.
- Menor margen de compraventa de energía, debido a la disminución de la participación de clientes industriales en 2,3%, parcialmente compensado por un 2,8% de aumento en las ventas físicas totales, por el mayor consumo residencial debido a mayor base de clientes y a las bajas temperaturas invernales durante este año.

En Brasil, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 4.217 millones, como resultado de:

- Disminución de ingresos por ventas de energía en Coelce, explicado por menor precio medio de venta debido a una caída de 6,4% en las ventas de energía en el segmento de clientes industriales.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas en Ampla y Coelce.

En Colombia, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 21.704 millones, principalmente como resultado de:

- El efecto negativo sobre otros gastos fijos de explotación por la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio, que implicó el registro al 1° de enero de 2011 del monto total que se pagará por este concepto en el periodo 2011-2014.
- Este efecto no recurrente más que compensó los mejores márgenes obtenidos como resultado un 2,7% de mayores ventas de energía en todos los segmentos de clientes en 2011.

2. Comportamiento del negocio de generación y transmisión

- Las ventas físicas consolidadas aumentaron 2,2%, alcanzando los 64.840 GWh, explicado por aumentos en todos los países, siendo los principales Perú, Colombia y Chile.
- Los ingresos de explotación cayeron 2,9% con respecto a 2010, alcanzando Ch\$ 2.700.026 millones, producto principalmente del menor precio promedio de venta de energía, lo cual fue parcialmente compensado por un aumento en las ventas físicas.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios mostraron un descenso de 2,1% alcanzando Ch\$ 1.272.985 millones, producto de menores costos de aprovisionamientos variables y gastos de transporte, parcialmente compensados por mayores costos por consumo de combustible en Argentina y Chile.
- El EBITDA alcanzó Ch\$ 1.200.281 millones, un 7,3% menor respecto del registrado a 2010.
- La generación hidroeléctrica consolidada se mantuvo prácticamente invariada respecto al año 2010, representando un 59% de la generación total.

Factores que incidieron en este resultado son:

En Chile, el EBITDA disminuyó Ch\$ 110.189 millones principalmente por:

- Menores ingresos por ventas de energía explicados por menor precio promedio de ventas dada la menor disposición hidráulica que se reflejó en menores ventas al mercado spot, ello parcialmente compensado por un 1,0% de mayores ventas físicas.
- Mayores costos de compra de energía por Ch\$ 66.320 y mayor consumo de combustible por Ch\$ 32.088 millones originado también por la menor generación hidroeléctrica, compensados parcialmente por menores gastos de transporte por Ch\$ 46.133 millones.

En Colombia, el EBITDA disminuyó Ch\$ 7.283 millones principalmente por:

- Incremento de otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 40.804 millones, explicado principalmente por el efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio, que implicó el registro al 1° de enero de 2011 del monto total que se pagará por este concepto en el periodo 2011-2014.
- Menores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 10.742 millones producto de una reducción de 4,0% en el precio medio de venta, parcialmente compensado por un incremento de 2,0% en las ventas físicas.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor costo de compra de energía de Ch\$ 43.256 millones, debido a una menor generación térmica en el período compensada por un mayor despacho hidráulico.

En Perú, el EBITDA aumentó Ch\$ 32.851 millones por:

- Mayor ingreso por ventas de energía por Ch\$ 31.049 millones, explicado por mayor generación térmica e hidráulica, mayor precio medio de ventas y por un 9,9% de incremento en ventas físicas.
- Menor gasto en personal por Ch\$ 8.819 millones, y menor costo por compras de energía por Ch\$ 1.691 millones.
- Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 3.913 millones y por gastos de transporte por Ch\$ 3.615 millones, debido a la mayor generación térmica de Edegel.

En Argentina, el EBITDA disminuyó Ch\$ 14.242 millones por:

- Mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 40.195 millones, mayores gastos de transporte por Ch\$ 4.529 millones asociados a una mayor generación térmica, y mayor costo de compra de energía por Ch\$ 4.444 millones.
- Mayor gasto de personal por Ch\$ 4.563 millones principalmente explicados por aumentos salariales relacionados a acuerdos laborales.
- Lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 44.256 millones producto de un incremento de 12,8% en el precio promedio de venta de energía.

En Brasil, el EBITDA aumentó Ch\$ 4.202 millones por:

- Aumento de Ch\$ 10.747 millones en margen de contribución de Cachoeira Dourada explicado por un incremento de 5,3% en precio promedio de ventas, y un incremento de 4,0% en ventas físicas.
- Incremento de Ch\$ 2.468 millones en el margen de contribución de CIEN, debido a su reconocimiento como activo regulatorio por la autoridad local desde abril 2011, posibilitando en ingreso de peajes de acuerdo al sistema RAP (remuneración anual permitida).
- Menor costo por compras de energía por Ch\$ 4.736 millones y menor costo por consumo de combustible por Ch\$ 1.771 millones en Fortaleza debido a un 37,9% de menor generación. Lo anterior implicó un aumento de las compras en el spot, lo cual posibilitó maximizar el margen en un contexto de alta hidrología y bajos precios de compra de energía.

3. Resumen financiero

- La tasa de interés promedio a nivel Enersis Consolidado, importante factor de costos, aumentó desde 8,5% a 9,6% con respecto a diciembre 2010, principalmente explicado por efectos inflacionarios en Chile.
- La liquidez, factor clave en nuestra política financiera, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
- Caja y caja equivalentes por un total de US\$ 2.350 millones a nivel de Enersis Consolidado.
- Líneas de crédito comprometidas por US\$ 818 millones completamente disponibles a nivel Consolidado.
- Líneas de crédito no comprometidas disponibles de US\$ 1.944 millones a nivel Consolidado.
- En este contexto, es importante destacar la exitosa emisión realizada en enero de 2011 en los mercados internacionales de un bono denominado en moneda local de nuestra filial colombiana de generación, Emgesa, por un equivalente a US\$ 400 millones. Esta constituye la primera operación de este tipo realizada por una empresa privada en dicho país, y fue calificado como "grado de inversión" según las agencias Fitch y Standard and Poor's, avalando así nuestra política financiera, que busca reflejar la sanidad financiera de nuestras filiales extranjeras, por sus propios méritos.
- Además, en junio 2011, Ampla realizó una exitosa colocación de bonos locales (debentures) por el equivalente a US\$ 160 millones con plazos de 5 y 7 años, lo que le permitió extender la vida media de su deuda.
- Por su parte Coelce logró colocar bonos locales (debentures) en noviembre por el equivalente a aproximadamente US\$ 240 millones con plazos de 5 y 7 años, lo que le permitió extender la vida media de su deuda.

Cobertura y protección

Con el objeto de mitigar los riesgos asociados a variación en el tipo de cambio y tasa de interés, Enersis ha establecido estrictas reglas de control interno para proteger sus flujos de caja y balance, como sigue:

- La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$), y los activos y pasivos mantenidos en dicha moneda. Adicionalmente, tenemos contratado Cross Currency Swaps por un monto total de US\$ 1.379 millones y Forwards por US\$ 105 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. Adicionalmente, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 315 millones.

4. Resumen de mercado

- El principal indicador de la Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA), mostró un importante descenso de 15,2 durante el año 2011 mostrando un volátil desempeño que estuvo en línea con los índices más importantes del mundo. En Latinoamérica, todos los países en que el Grupo tiene operaciones mostraron caídas: BOVESPA (Brasil): -18,1%; COLCAP (Colombia): -13,8%; Merval (Argentina): -30,1% y el ISBVL (Perú): -14,7%. En los países más desarrollados, el comportamiento de las bolsas fue mixto en los últimos 12 meses: IBEX: -13,4,3%, UKX: -5,6%; FTSE 250: -12,6% and Dow Jones Industrial: +5,5%.
- El precio de la acción de Enersis descendió considerablemente durante los últimos 12 meses. El precio al 31 de diciembre de 2011 fue \$182,6, lo cual representa una caída de 16,0% comparado con el precio al 31 de diciembre de 2010, en que registró \$217,4. Este negativo desempeño se explica principalmente por el negativo contexto global y por la sequía que ha afectado a Chile este año, reduciendo los resultados de sus filiales de generación.
- El ADR de Enersis descendió un 24,1% en estos últimos 12 meses, cayendo desde US\$23,2 a US\$17,6. La situación global y la sequía nuevamente explican esta trayectoria.

- Durante 2011, Enersis continuó siendo uno de los títulos más transados en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica, con un promedio diario de transacciones de US\$ 8,1 millones.

10 Compañías más transadas en el mercado local

Enero 2011 - Diciembre 2011

Miles de dólares

LAN	24.250
SQM	20.628
Cencosud	16.107
Falabella	12.132
Endesa Chile	9.798
Banco Santander	9.374
Copec	9.104
Enersis	8.077
CAP	7.947
La Polar	7.363

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago

Resumen de clasificación de riesgo

- El perfil crediticio nacional e internacional de Enersis se fortaleció en 2010, con mejoras en la posición de liquidez y reducciones en el nivel de apalancamiento. La perspectiva positiva del perfil financiero y operacional se ha visto reflejada en mejoras en la clasificación internacional por Fitch Ratings y Standard & Poors (S&P) y en la clasificación local por Feller Rate en 2010.
- Los actuales ratings de Enersis están sustentados por el diversificado portafolio de activos, fortaleza de los indicadores financieros, perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en América Latina permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Enersis tienen una sólida situación financiera y posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.
- Adicionalmente, el 25 de abril de 2011, Moody's mejoró la clasificación de Enersis (a Baa2 desde Baa3), con perspectivas estables. Por otra parte, el 15 de julio de 2011, Feller ratificó las calificaciones vigentes para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio.
- En la misma línea, Standard & Poors (30 de noviembre de 2011) y Fitch Ratings (5 de enero de 2012) confirmaron la clasificación internacional para Enersis en BBB+ con perspectiva estable.

Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional:

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

Clasificación de riesgo local:

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

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 siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2011 y 2010, de las sociedades en los distintos países en que operan.

Negocio de Generación

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de energía (GWh)		Participación de mercado	
		dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
		Endesa Chile (1)	SIC y SING Chile	22.069,5	21.847,1
Endesa Costanera	SIN Argentina	8.493,3	8.017,7	7,3%	7,2%
El Chocón	SIN Argentina	2.887,7	3.360,6	2,5%	3,0%
Edegel consolidado	SICN Perú	9.449,5	8.598,2	29,7%	29,1%
Emgesa	SIN Colombia	15.111,8	14.817,3	18,8%	17,9%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	3.986,1	3.832,9	0,9%	1,0%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	2.842,0	2.956,9	0,7%	0,7%
Total		64.839,9	63.430,7		

(1) incluye Endesa Chile y sus filiales Generadoras en Chile.

Negocio de Distribución

Empresa	Ventas de energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes / Empleados	
	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
	Chilectra (**)	13.697	13.098	5,5%	5,8%	1.638	1.610	2.301
Edesur	17.233	16.759	10,5%	10,5%	2.389	2.353	838	896
Edelnor	6.572	6.126	8,2%	8,3%	1.144	1.098	2.080	1.985
Ampla	10.223	9.927	19,7%	20,5%	2.643	2.571	2.227	2.132
Coelce	8.970	8.850	11,9%	12,1%	3.224	3.095	2.463	2.366
Codensa (**)	12.857	12.515	8,1%	8,5%	2.617	2.547	2.377	2.351
Total	69.552	67.274	10,6%	11,0%	13.655	13.272	1.772	1.770

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

(**) Datos consolidados

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 2011, alcanzó los Ch\$375.471 millones, lo que representa una disminución del 22,8% respecto de igual período del año anterior, en donde obtuvo Ch\$486.227 millones.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de Ch\$)	dic-11	dic-10	Variación Dic 11-10	% Variación
Ingresos	6.534.880	6.563.581	(28.701)	(0,4%)
Ingresos ordinarios	6.254.252	6.179.230	75.022	1,2%
Otros ingresos de explotación	280.628	384.351	(103.723)	(27,0%)
Aprovisionamientos y servicios	(3.538.434)	(3.521.646)	(16.788)	(0,5%)
Compras de energía	(1.762.818)	(1.554.715)	(208.103)	(13,4%)
Consumo de combustibles	(742.639)	(672.038)	(70.601)	(10,5%)
Gastos de transporte	(393.991)	(405.983)	11.992	3,0%
Otros aprovisionamientos y servicios	(638.986)	(888.910)	249.924	28,1%
Margen de contribución	2.996.446	3.041.935	(45.489)	(1,5%)
Gastos de personal	(328.379)	(329.809)	1.430	0,4%
Otros gastos fijos de explotación	(540.699)	(450.435)	(90.264)	(20,0%)
Resultado bruto de explotación (Ebitda)	2.127.368	2.261.691	(134.323)	(5,9%)
Depreciación y amortización	(424.900)	(449.017)	24.117	5,4%
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(136.157)	(108.373)	(27.784)	(25,6%)
Resultado de explotación	1.566.311	1.704.301	(137.990)	(8,1%)
Resultado financiero	(236.585)	(270.605)	34.020	12,6%
Ingresos financieros	233.613	171.237	62.376	36,4%
Gastos financieros	(465.411)	(438.358)	(27.053)	(6,2%)
Resultados por unidades de reajuste	(25.092)	(15.056)	(10.036)	(66,7%)
Diferencias de cambio	20.305	11.572	8.733	75,5%
Otros resultados distintos de la operación	3.651	12.999	(9.348)	(71,9%)
Resultados en ventas de activo	(5.853)	11.711	(17.564)	N/A
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	8.466	1.016	7.450	733,3%
Otros ingresos (gastos) distintos a la operación	1.038	272	766	281,6%
Resultado antes de impuestos	1.333.377	1.446.695	(113.318)	(7,8%)
Impuesto sobre sociedades	(460.837)	(346.007)	(114.830)	(33,2%)
Resultado del período	872.540	1.100.688	(228.148)	(20,7%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	375.471	486.227	(110.756)	(22,8%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	497.069	614.461	(117.392)	(19,1%)
Utilidad por acción \$	11,50	14,89	(3,39)	(22,8%)

Resultado de explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre del año 2011 fue menor en Ch\$137.990 millones, al pasar de Ch\$1.704.301 millones al 31 de diciembre del año 2010 a Ch\$1.566.311 millones a diciembre 2011, lo que representa una disminución del 8,1%.

Los ingresos y costos de explotación, desglosados por cada línea de negocios para los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, se presentan a continuación:

Resultado de explotación

Por líneas de negocios millones de pesos

Negocio	Generación y transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Totales	
	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
Ingresos de explotación	2.700.026	2.780.604	4.447.427	4.392.626	(612.573)	(609.649)	6.534.880	6.563.581
Costos de explotación	(1.705.652)	(1.730.510)	(3.854.905)	(3.700.891)	591.988	572.121	(4.968.569)	(4.859.280)
Resultado de explotación	994.374	1.050.094	592.522	691.735	(20.585)	(37.528)	1.566.311	1.704.301
Variación y % Var.	(55.720)	(5,3%)	(99.213)	(14,3%)	16.943	45,1%	(137.990)	(8,1%)

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión presenta una disminución de Ch\$55.720 millones equivalente a un 5,3%, alcanzando los Ch\$994.374 millones. Las ventas físicas aumentaron en un 2,2% llegando a 64.839,9 GWh (63.430,7 GWh a diciembre del año 2010).

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.

Resultado de explotación por país

Generación y transmisión millones de pesos

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
Ingresos de explotación	1.257.995	1.345.371	395.297	358.090	309.049	359.211	498.569	507.527	239.842	211.263	2.700.026	2.780.604
Costos de explotación	(859.191)	(832.602)	(361.383)	(311.379)	(105.556)	(200.399)	(245.061)	(246.044)	(135.187)	(140.944)	(1.705.652)	(1.730.510)
Resultado de explotación	398.804	512.769	33.914	46.711	203.493	158.812	253.508	261.483	104.655	70.319	994.374	1.050.094
Variación y % Var.	(113.965)	(22,2%)	(12.797)	(27,4%)	44.681	28,1%	(7.975)	(3,0%)	34.336	48,8%	(55.720)	(5,3%)

Chile

El resultado de explotación en Chile para el año 2011 alcanzó a Ch\$398.804 millones, presentando una disminución de 22,2% respecto al ejercicio 2010. Lo anterior se explica principalmente por una disminución de los ingresos de explotación que muestran una variación negativa del 6,5% debido principalmente a la reducción del 6,6% en los precios medios de venta de energía expresados en pesos chilenos, sumado al incremento de un 2,0% en los costos de aprovisionamientos y servicios, debido en gran medida a los mayores costos por compras de energía y consumo de combustibles parcialmente compensado por menores gastos de transporte y de otros costos variables.

Lo anterior también fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas, las cuales presentaron un incremento de un 1,0% a diciembre 2011, destacando las mayores ventas a clientes no regulados y al mercado spot en relación al año anterior.

El EBITDA del negocio en Chile, o resultado de explotación bruto, alcanzó Ch\$486.959 millones al 31 de diciembre de 2011, lo que representa una disminución del 18,5% comparado con el año 2010.

Argentina

En Argentina, el resultado de explotación en 2011 alcanzó Ch\$33.914 millones, lo que representa una reducción de 27,4% en relación a lo registrado el año anterior. Ello se explica fundamentalmente por mayores costos por consumo de combustible, gastos de transporte, y compras de energía. Lo anterior fue en parte compensado por mayores ingresos de explotación por Ch\$37.207 millones debido principalmente a un incremento en los precios medios de venta de energía expresados en pesos.

El EBITDA de las operaciones en Argentina alcanzó Ch\$50.562 millones, inferior en un 22,0% respecto al registrado en el 2010.

El resultado de explotación de Endesa Costanera alcanzó Ch\$6.480 millones en el año 2011, disminuyendo en un 40,2% respecto del año anterior. Si bien los ingresos aumentan en un 15,8% en 2011, por un incremento de las ventas físicas y mayores precios medios, los costos por aprovisionamientos y servicios aumentaron en un 19,4% debido en gran medida a mayores costos por consumo de combustible por Ch\$40.195 millones y a mayores gastos de transporte por Ch\$4.373 millones como consecuencia del incremento de 5,4% en la generación del año 2011. Las ventas físicas alcanzaron a 8.493,3 GWh (8.017,7 GWh en el año 2010).

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó los Ch\$23.742 millones en el año 2011, reflejando una disminución de 25,0% en relación al ejercicio 2010. Este resultado se explica principalmente por la disminución en un 14,1% de las ventas físicas y una reducción en los precios medios de venta de energía.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 10,1% a diciembre de 2011 respecto de diciembre de 2010.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales alcanzó los Ch\$203.493 millones, que es un 28,1% mayor respecto al año anterior, en donde el resultado de explotación fue Ch\$158.812 millones.

El resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada aumentó en Ch\$14.418 millones, debido principalmente por el aumento de los precios medios de venta, expresados en moneda local y al incremento de las ventas físicas de energía en 153,2 GWh alcanzando los 3.986,1 GWh a diciembre 2011.

El resultado de explotación de Endesa Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch\$49.186 millones, presentando una reducción de Ch\$9.928 millones respecto del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a menores precios de venta y la disminución de las ventas físicas que disminuyen en 115 GWh llegando a 2.842,0 GWh a diciembre 2011.

Por otro lado, Cien presenta un incremento en su resultado operacional de Ch\$40.725 millones, alcanzando los Ch\$68.781 millones a diciembre de 2011. Lo anterior se debe básicamente al inicio del cobro de peajes (RAP – remuneración anual permitida) en Cien desde el mes de abril de 2011 y a menores costos por depreciación, amortización y deterioro de activos en el presente año.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 0,2% a diciembre 2011 respecto al año 2010.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia alcanzó Ch\$253.508 millones en 2011, disminuyendo en Ch\$7.975 millones o el equivalente a un 3,0% respecto al ejercicio anterior. El principal efecto proviene por el impacto de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio, que implicó el registro el 1° de enero de 2011 del monto total que se pagará por este concepto durante el periodo 2011-2014, incluyendo una sobretasa del 25%, con lo que el tributo pasó de una tasa efectiva del 4,8% al 6,0% sobre el patrimonio líquido a 1 de enero de 2011. Esta situación afectó al resultado operacional en Ch\$40.182 millones. A esto se agrega que en el 2011 hubo menores ingresos por venta de energía por Ch\$10.742 millones explicado por la reducción en el precio medio de venta de energía.

Lo anterior fue casi totalmente compensado por la disminución de los costos por compras de energía y combustibles, los que se redujeron en Ch\$ 43.256 millones y Ch\$ 3.834 millones, respectivamente, como consecuencia de una mayor generación hidráulica en el año 2011.

Las ventas físicas de energía crecieron un 2,0% alcanzando los 15.111,8 GWh y el EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, disminuyó un 3,0% en el ejercicio 2011, alcanzando los Ch\$ 290.773 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,6% a diciembre de 2011 respecto de diciembre de 2010.

Perú

En Perú, el resultado de explotación alcanzó a Ch\$104.655 millones en 2011, lo que representa un incremento de 48,8% respecto a lo registrado en 2010. Este crecimiento se debe principalmente a un aumento de Ch\$28.579 millones en los ingresos de explotación, como consecuencia de un incremento de 9,9% en las ventas físicas y un alza en el precio medio de venta de energía. Lo anterior se vio favorecido además por menores gastos de personal por Ch\$ 8.819 millones.

Este mejor resultado fue compensado en parte por mayores costos por consumo de combustible y gastos de transporte por un total de Ch\$7.528 millones, debido a la mayor generación térmica de Edegel.

Las ventas físicas crecen un 9,9% llegando a 9.449,5 GWh a diciembre de 2011 (8.598,2 GWh en 2010). El EBITDA del negocio en Perú, o resultado de explotación bruto, alcanzó Ch\$ 141.379 millones en 2011, lo que representa un incremento de 30,3% al compararlo con el ejercicio 2010.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,7% a diciembre de 2011 respecto de diciembre de 2010.

La línea de negocio de distribución presenta en el período una disminución en el resultado de explotación de Ch\$99.213 millones equivalentes a un 14,3%, llegando a Ch\$592.522 millones. Las ventas físicas en el presente período alcanzaron a 69.552 GWh, con un incremento de 2.278 GWh, equivalentes a un 3,4% respecto al año anterior. Por otro lado, el número de clientes se incrementó en un 2,9% o el equivalente a 384 mil nuevos clientes, sobrepasando los 13,6 millones de clientes.

El resultado de explotación para la línea de negocio de distribución detallada por país, se presenta en el siguiente cuadro, comparando los resultados entre ambos períodos.

Resultado de explotación por país

Distribución millones de pesos

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
Ingresos de explotación	1.046.191	1.016.998	279.725	295.538	1.976.715	1.987.041	815.487	785.890	329.309	307.159	4.447.427	4.392.626
Costos de explotación	(926.506)	(905.231)	(416.895)	(291.594)	(1.622.070)	(1.683.188)	(630.025)	(578.667)	(259.409)	(242.211)	(3.854.905)	(3.700.891)
Resultado de explotación	119.685	111.767	(137.170)	3.944	354.645	303.853	185.462	207.223	69.900	64.948	592.522	691.735
Variación y % Var.	7.918	7,1%	(141.114)	N/A	50.792	16,7%	(21.761)	(10,5%)	4.952	7,6%	(99.213)	(14,3%)

Chile

En Chile, nuestra filial Chilectra presenta un resultado de explotación de Ch\$119.685 millones, lo que representa un incremento de Ch\$7.918 millones respecto al año 2010, o el equivalente a un 7,1%. Este aumento se explica principalmente por mayor margen del negocio de energía por Ch\$26.062 millones, como consecuencia de la mayor demanda de energía eléctrica en el presente período y a la disminución de los otros gastos fijos de explotación por Ch\$3.876 millones, lo que se explica por menores costos asociados a actividades de reparación, conservación y otros. Lo anterior está parcialmente compensado por un incremento

de los costos de personal por Ch\$4.721 millones, por mayores costos de transporte por Ch\$7.242 millones y al reconocimiento de pérdidas por deterioro de las inversiones en Argentina por Ch\$4.800 millones. Las pérdidas de energía disminuyen en 0,3 p.p. respecto del año 2010 alcanzando un 5,5%. Las ventas físicas de energía crecieron un 4,6%, llegando a 13.697 GWh a diciembre 2011. El número de clientes aumentó en 28 mil, superando los 1,6 millones en el presente período.

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta una disminución en el resultado de explotación de Ch\$141.114 millones, al pasar de Ch\$3.944 millones obtenidos durante el año 2010, a un resultado negativo de Ch\$137.170 millones en el presente año. Esta negativa evolución operativa de la sociedad surge como consecuencia del aumento de los costos operativos derivados de la inflación del país, sin que se produzcan los correspondientes aumentos tarifarios por 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, lo cual está afectando fuertemente al equilibrio financiero de Edesur.

Ante esta situación, al cierre del ejercicio 2011, se ha registrado una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos por Ch\$106.450 millones a fin de cubrir la práctica totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo Enersis. Esta pérdida por deterioro se ha registrado en el resultado de explotación negativo mencionado en el párrafo anterior.

Respecto al resto de la evolución operativa, los gastos de personal se incrementan en Ch\$20.016 millones asociado principalmente a aumentos salariales relacionados con acuerdos laborales, así como también los otros costos fijos de explotación se incrementan en Ch\$2.643 millones. Las ventas físicas aumentan un 2,8% alcanzando los 17.233 GWh a diciembre de 2011. La pérdida de energía se mantuvo en un 10,5% y el número de clientes sobrepasan los 2,3 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos periodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 10,1% en diciembre del año 2011 respecto a igual período del año pasado.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó a Ch\$354.645 millones, que es un 16,7% mayor respecto a lo obtenido a diciembre del 2010.

El resultado de explotación de Ampla fue de Ch\$173.657 millones, que comparado con el mismo periodo del año anterior presenta un incremento de Ch\$52.968 millones. Dicho incremento se debe principalmente a un mayor margen de compra venta de energía unitario del 2,2%, en moneda local, al incremento de las ventas físicas en un 2,8%, alcanzando los 10.223 GWh en el presente período y a menores costos de deterioro por Ch\$53.225 millones. Las pérdidas de energía disminuyeron en 0,8 p.p. pasando de un 20,5% a un 19,7%. El número de clientes en Ampla aumentó en 73 mil, superando los 2,6 millones de clientes.

Por otra parte en Coelce el resultado de explotación disminuyó en 1,2% o Ch\$2.176 millones, alcanzando este periodo los Ch\$180.988 millones. Esta disminución en el resultado operacional se debe principalmente al menor margen de compra venta de energía unitario del 9,8% en moneda local, compensada en parte por la disminución de los costos de depreciación, amortización y deterioro por Ch\$6.726 millones. Las ventas físicas aumentan en un 1,4%, alcanzando a diciembre 2011 los 8.970 GWh Las pérdidas de energía caen 0,2 p.p. hasta un 11,9% a diciembre 2011. El número de clientes en Coelce aumentó en 130 mil alcanzando los 3,2 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 0,2% a diciembre 2011 respecto a igual periodo del año 2010.

Colombia

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa durante este periodo alcanzó a Ch\$185.462 millones, lo que representa una disminución de Ch\$21.761 millones. El principal efecto proviene por el impacto de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio que implicó el registro el 1° de enero de 2011 del monto total que se pagará por este concepto durante el periodo 2011-2014, incluyendo una sobretasa del 25%, con lo que el tributo pasó de una tasa efectiva del 4,8% al 6% sobre el patrimonio líquido a 1 de enero de 2011. Esta situación afectó al resultado operacional en Ch\$19.663 millones. Adicionalmente, durante el año se incrementaron los otros gastos fijos de explotación por Ch\$4.530, compensado en parte por un mejor margen de compra venta de energía. Las ventas físicas suben un 2,7%, llegando a 12.857 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía bajaron en 0,4 p.p. hasta un 8,1% y el número de clientes aumentó en 70 mil alcanzando los 2,6 millones a diciembre de 2011.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos periodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,6% a diciembre de 2011 respecto de diciembre 2010.

Perú

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch\$69.900 millones, superior en Ch\$4.952 millones al obtenido el año 2010. Este incremento se debe principalmente a la mayor venta física de energía, que subió un 7,3%, alcanzando los 6.572 GWh en el 2011, sumado a un mayor margen de compra venta unitario y a mayores ingresos por otros servicios por Ch\$1.235 millones y a menores costos fijos por Ch\$747 millones. Las pérdidas de energía disminuyen en 0,1 p.p. hasta un 8,2% en el año 2011. El número de clientes aumentó en 46 mil, superando el 1,1 millón de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos periodos, produce una disminución en pesos chilenos, de un 2,7% a diciembre 2011 respecto a igual período del año 2010.

En resumen, los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis, para los periodos terminados a diciembre de 2011 y 2010, se muestran a continuación:

Detalle resultado de explotación (en millones de pesos)

Empresas	Diciembre de 2011			Diciembre de 2010		
	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación
Endesa Chile consolidado	2.404.490	(1.616.520)	787.970	2.435.382	(1.544.659)	890.723
Cachoeira Dourada	126.646	(36.365)	90.281	115.663	(39.800)	75.863
CGTF	129.485	(80.299)	49.186	150.371	(91.257)	59.114
Cien	59.918	8.863	68.781	98.909	(70.853)	28.056
Chilectra S.A.	1.046.191	(926.506)	119.685	1.016.998	(905.231)	111.767
Edesur S.A.	279.725	(416.895)	(137.170)	295.538	(291.595)	3.943
Edelnor S.A.	329.309	(259.409)	69.900	307.159	(242.211)	64.948
Ampla	1.117.269	(943.612)	173.657	1.046.387	(925.698)	120.689
Coelce	859.446	(678.458)	180.988	940.654	(757.490)	183.164
Codensa S.A.	815.487	(630.025)	185.462	785.890	(578.667)	207.223
Cam Ltda. (1)	15.739	(17.179)	(1.440)	132.194	(132.925)	(731)
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	8.099	(2.396)	5.703	10.835	(2.937)	7.898
Synapsis Soluc. y Servicios Ltda. (2)	6.693	(6.556)	137	66.070	(69.143)	(3.073)
ICT	6.120	(5.159)	961	2.398	(2.479)	(81)
Holding Enersis y soc. inversión	39.260	(58.717)	(19.457)	21.854	(44.291)	(22.437)
Ajustes de consolidación	(708.997)	700.664	(8.333)	(862.721)	839.956	(22.765)
Total consolidado	6.534.880	(4.968.569)	1.566.311	6.563.581	(4.859.280)	1.704.301

(1) Sociedad vendida el 24 de febrero de 2011.

(2) Sociedad vendida el 1 de marzo de 2011.

Resultado financiero

El resultado financiero ascendió a Ch\$236.585 millones, lo que representa una mejoría de un 12,6% respecto al año anterior, o el equivalente a Ch\$34.020 millones. Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayor ingreso financiero por Ch\$62.376 millones como consecuencia principalmente por el reconocimiento del acuerdo con Celg por Ch\$35.181 millones, por el efecto de la actualización de los Activos por los fondos de Pensiones en Brasil y por mayores colocaciones del efectivo durante el presente año principalmente en Chilectra, CGTF y Enersis.

Lo anterior está parcialmente compensado por:

Mayor gasto financiero por Ch\$27.053 millones producto principalmente por el efecto de la actualización de las Pensiones en Brasil y por un mayor costo medio de la deuda.

Mayores gastos por unidades de reajuste por Ch\$10.036 millones debido al efecto que produce la variación del valor de la unidad de fomento (UF) sobre la deuda denominada en UF que poseen algunas sociedades en Chile. Lo anterior como consecuencia de que durante el año 2011 la UF aumentó su valor en un 3,9% comparado con un aumento del 2,5% ocurrido en el año anterior.

Resultado en ventas de activos

El resultado en venta de activos presenta una variación negativa de Ch\$17.564 millones, debido principalmente al reconocimiento de la pérdida por la venta de CAM en el presente periodo.

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un mayor gasto de Ch\$114.830 millones al 31 de diciembre del 2011 debido principalmente por los aumentos en Ampla por Ch\$20.097 millones, Cien por Ch\$19.333 millones, Cachoeira Dourada por Ch\$12.815 millones, Edesur por Ch\$11.613 millones, Chilectra por Ch\$10.213 millones, Coelce por Ch\$12.269 millones, Endesa Chile por Ch\$8.291 millones, San Isidro por Ch\$7.268 millones, Edegel por Ch\$6.812 millones, Pangué por Ch\$10.213 millones, Codensa por Ch\$5.757 millones, Enersis por Ch\$5.560 millones y Emgesa por Ch\$4.105 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución en Pehuenche por Ch\$8.253 millones, Celta por Ch\$4.039 millones y Gas Atacama por Ch\$857 millones.

Análisis del estado de situación financiera

Activos (millones de Ch\$)	Dic-11	Dic-10	Variación Dic 11-dic 10	% Variación Dic 11-dic 10
Activos corrientes	2.525.965	2.338.268	187.697	8,0%
Activos no corrientes	11.207.906	10.667.577	540.329	5,1%
Total activos	13.733.871	13.005.845	728.026	5,6%

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2011 un aumento de Ch\$728.026 millones respecto de diciembre 2010, esto se debe principalmente a:

- Aumento de los Activos No Corrientes en Ch\$540.329 millones equivalente a un 5,1% principalmente por:
 - Aumento de propiedades, plantas y equipos, neto por Ch\$490.790 millones producto principalmente por el efecto por conversión a pesos chilenos de las filiales cuya moneda funcional es distinta al peso chileno por aproximadamente Ch\$314.867 millones, sumado a las adiciones del período por aproximadamente Ch\$498.142 millones, parcialmente compensado por la depreciación del período en Ch\$322.218 millones.
 - Aumento de los Activos Intangibles distintos de la Plusvalías por Ch\$14.812 millones que corresponde

principalmente a las adiciones del periodo por Ch\$191.072 millones, parcialmente compensado por la depreciación del periodo por Ch\$102.682 millones, a la variación de las monedas en que se registran por Ch\$15.036 millones y a los retiros u otros efectos de la IFRIC 12 por Ch\$58.542 millones.

- Aumento de los derechos por cobrar por Ch\$123.760 millones principalmente por los aumentos en Ampla por Ch\$62.736 millones y Coelce por Ch\$23.054 millones, ambos por aplicación de la Norma IFRIC 12 que se aplica para el registro contable de las concesiones, aumentos en Costanera y Chocón por el Foninvemen II por Ch\$25.148 millones y en Cachoeira Dourada por Ch\$12.866 millones del acuerdo con Celg. Parcialmente compensado por la disminución en Chilectra por Ch\$3.347 millones y en Cien Ch\$2.263 millones.
 - Disminución de los activos por impuestos diferidos por Ch\$72.696 millones principalmente por la disminución en Codensa por Ch\$30.704 millones, Edesur por Ch\$17.449 millones, Cien por Ch\$15.550 millones. Chilectra por Ch\$8.870 millones y Enersis por Ch\$2.385 millones.
 - Disminución de otros activos financieros no corrientes por Ch\$25.614 millones principalmente por la disminución en Endesa Chile por Ch\$15.878 millones, por el MTM de los derivados y la disminución en Enersis en Ch\$8.667 millones por los depósitos en garantía.
- Los Activos Corrientes presentan un aumento de Ch\$187.697 millones equivalente a un 8,0%, que se explica por:
 - Aumento del efectivo y efectivo equivalente en Ch\$258.566 millones debido principalmente a los aumentos en Enersis Ch\$266.013 millones por mayores pactos, en Emgesa por Ch\$61.676 millones por mayores depósitos a plazo, en Coelce por Ch\$58.658 millones por mayores depósitos, en Codensa por Ch\$55.608 millones mayores depósitos, en Cachoeira Dourada por Ch\$41.348 millones por mayores depósitos a plazos, en CGTF por Ch\$23.112 millones por mayores depósitos y saldo en bancos, en Edegel por Ch\$18.899 millones por mayores depósitos a plazo, en Endesa Argentina por Ch\$3.424 millones y en Endesa Chile por Ch\$2.835 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución en Endesa Brasil por Ch\$143.892 millones por pago IFC y dividendos, en Chilectra por Ch\$80.239 millones por pago deuda y dividendos, en Edesur por Ch\$24.227 millones por menores depósitos a plazo, en Edelnor por Ch\$17.502 millones y en Cien por Ch\$11.421 millones.
 - Aumento de otros activos no financieros corrientes por Ch\$36.473 millones, producto principalmente del incremento de los gastos anticipados por bienes y servicios, principalmente seguros.
 - Disminución de Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$73.893 millones, producto de la venta de los activos de CAM y Synapsis ocurrida durante el primer trimestre del 2011.
 - Disminución de deudores comerciales por Ch\$60.496 millones, producto de la disminución en Coelce por Ch\$41.821 millones, Chilectra por Ch\$32.779 millones, Ampla por Ch\$18.724 millones, Gas Atacama por Ch\$7.947 millones, CGTF por Ch\$1.295 millones y Codensa por Ch\$975 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por los aumentos en Endesa Chile por Ch\$21.186 millones, en Pehuenche por Ch\$19.352 millones, en Edelnor por Ch\$12.688 millones, en Edegel por Ch\$6.009 millones y en Pangue por Ch\$3.946 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	Dic-11	Dic-10	Variación Dic 11-dic 10	% Variación Dic 11-dic 10
Pasivos corriente	2.460.534	2.407.277	53.257	2,2%
Pasivo no corriente	4.377.183	4.084.540	292.643	7,2%
Patrimonio total	6.896.154	6.514.028	382.126	5,9%
Atribuible a los propietarios de la controladora	3.895.729	3.735.545	160.184	4,3%
Participaciones no controladoras	3.000.425	2.778.483	221.942	8,0%
Total patrimonio total y pasivos	13.733.871	13.005.845	728.026	5,6%

Los pasivos totales, incluyendo el patrimonio total de la Compañía, presentan un aumento de Ch\$728.026 millones respecto a diciembre de 2010. Esto se debe principalmente al aumento del patrimonio por Ch\$382.126 millones, de los pasivos no corrientes por Ch\$292.643 millones y al aumento de los pasivos corrientes por Ch\$53.257 millones:

- El pasivo no corriente presenta un aumento de Ch\$292.643 millones, equivalente a un 7,2% explicado básicamente por:
 - Los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) que aumentan en Ch\$256.399 millones, principalmente en Emgesa por Ch\$147.029 millones, por colocación de bono en el mercado americano, denominado en pesos colombianos, en Coelce por Ch\$82.662 millones debido a mayores préstamos, en Endesa Chile por Ch\$38.476 millones, por efecto de la deuda en US\$ y UF, en Ampla por Ch\$9.875 millones por tipo de cambio, en Codensa por Ch\$18.636 millones, en Chocón por Ch\$17.138 millones y en Edesur por Ch\$8.611 millones. Este aumento fue parcialmente compensado por la disminución en Cien por Ch\$56.400 millones por pago de préstamo.
 - Los otros pasivos no financieros no corrientes aumentan en Ch\$68.988 millones principalmente por el pasivo reconocido por Emgesa y Codensa por el impuesto al patrimonio por Ch\$22.026 y Ch\$14.519 millones, respectivamente. Adicionalmente incrementos en Endesa Chile por Ch\$8.881 millones, en Cien por Ch\$4.461 millones, en Coelce por Ch\$3.699 millones, en Cachoeira Dourada por Ch\$3.501 millones y en Ampla por Ch\$2.147 millones.
 - Aumento de las provisiones por beneficios a empleados no corrientes por Ch\$61.707 millones debido principalmente a los aumentos de las provisiones en Ampla por Ch\$44.229 millones, Emgesa por Ch\$4.778 millones, Edesur por Ch\$4.009 millones, Coelce por Ch\$2.134 millones Codensa por Ch\$1.692 millones, Chilectra por Ch\$1.527 millones y Endesa Chile por Ch\$714 millones.
 - Disminución de otras provisiones no corrientes en Ch\$22.949 millones producto de menores provisiones en Cien por Ch\$36.149 millones, en Edegel por Ch\$8.617 millones y en Edesur por Ch\$2.211 millones, parcialmente compensado por aumentos en Ampla por Ch\$13.294 millones, Coelce por Ch\$9.212 millones y en Codensa por Ch\$2.596 millones.
 - Disminución de las otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$22.932 millones debido a la disminución en Coelce por Ch\$5.935 millones, en Cachoeira Dourada por Ch\$4.700 millones, en Cien por Ch\$4.599 millones y en Ampla por Ch\$3.965 millones.
- Los pasivos corrientes aumentan en Ch\$53.257 millones, equivalentes a un 2,2%, explicado principalmente por las variaciones en:
 - Aumento de los pasivos por impuestos corrientes por Ch\$88.187 millones producto principalmente por el aumento en Chilectra por Ch\$15.833 millones, en Cachoeira Dourada por Ch\$14.780 millones, en Emgesa por Ch\$14.175 millones, en Edegel por Ch\$14.056 millones, en San Isidro por Ch\$5.740 millones, en Ampla por Ch\$5.533 millones y en Pehuenche por Ch\$4.804 millones.
 - Aumento de los otros pasivos no financieros corrientes por Ch\$24.863 millones debido a los aumentos en Ampla por Ch\$8.138 millones, en Edesur por Ch\$6.612 millones, en Edelnor por Ch\$3.445 millones, en Coelce por Ch\$2.728 millones, en Codensa por Ch\$1.425 millones, en Cachoeira Dourada por Ch\$836 millones y en CGTF por Ch\$715 millones.

Parcialmente Compensado por

- Disminución de Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$64.630 millones, producto de la venta de los pasivos de CAM y Synapsis ocurrido durante el primer trimestre del 2011.
- El patrimonio total aumenta en Ch\$382.126 millones respecto a diciembre de 2010.
 - La parte atribuible a los propietarios de la controladora aumenta en Ch\$160.184 millones que se explica principalmente por el efecto del resultado integral del período por Ch\$368.569 millones, en donde destaca el resultado de la dominante por Ch\$375.471 millones, reservas de conversión positivas por Ch\$60.107 millones, reserva de cobertura negativa por Ch\$41.094 millones y otras reservas negativas por Ch\$25.916 millones, descontados los dividendos del período por Ch\$209.887 millones.
 - Las participaciones no controladoras aumentan en Ch\$221.942 millones, que se explica principalmente por el efecto del resultado integral del período por Ch\$602.765 millones, que se descompone por un aumento por el resultado del período de los no controladores por Ch\$497.069

millones y los otros resultados integrales del período por Ch\$105.696 millones, parcialmente compensado por la disminución de los otros movimientos del patrimonio por Ch\$380.823 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador	Unidad	Dic-11	Dic-10	Variación	% Variación	
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	1,03	0,97	0,06	6,2%
	Razón ácida (1)	Veces	0,98	0,94	0,04	4,3%
	Capital de trabajo	MM\$	65.431	(69.009)	134.440	(194,8%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	0,99	1,00	(0,01)	1,0%
	Deuda corto plazo	%	36,0%	37,0%	(1,0%)	(2,7%)
	Deuda largo plazo	%	64,0%	63,0%	1,0%	1,6%
	Cobertura costos financieros (2)	Veces	4,52	5,12	(0,60)	(11,6%)
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	24,0%	26,0%	(2,0%)	(7,7%)
	Rentabilidad patrimonio dominante anualizada	%	9,8%	13,4%	(3,6%)	(26,6%)
	Rentabilidad del activo anualizada	%	6,5%	8,4%	(1,9%)	(22,3%)

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2011 alcanzó 1,03 veces, presentando un incremento de 0,06 veces, equivalente a un 6,2% respecto a diciembre de 2010. Lo anterior refleja a una compañía con una sólida posición de liquidez, manteniendo sus obligaciones con bancos, financiando sus inversiones con los excedentes de caja y un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,99 veces al 31 de diciembre de 2011, disminuyendo un 1,0% respecto a diciembre de 2010.

La cobertura de costos financieros presenta una disminución en 0,60 veces o el equivalente a un 11,6%, al pasar de 5,12 veces, en diciembre de 2010, a 4,52 veces en el año 2011. Lo anterior es producto de la disminución del EBITDA que ha presentado la sociedad en el presente período.

El índice de rentabilidad dado por el resultado de explotación sobre los ingresos de explotación baja en 7,7%, alcanzando un 24,0% a diciembre de 2011.

Por otro lado, la rentabilidad anualizada del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) es de un 9,8%, con una disminución del 26,6% respecto a diciembre 2010, en donde alcanzó el 13,4%. Lo anterior como consecuencia del menor resultado obtenido en el período, sumado al incremento del patrimonio de los propietarios.

La rentabilidad anualizada de los activos pasó de un 8,4% en diciembre de 2010, a un 6,5% en diciembre de 2011, como consecuencia de la disminución en el resultado obtenido en el presente período y el aumento de los activos.

Principales flujos de efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio un flujo neto positivo de Ch\$183.047 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de efectivo (millones de Ch\$)	Dic-11	Dic-10	Variación Dic 11-10	% Variación
De la operación	1.698.447	1.943.415	(244.968)	(12,6%)
De inversión	(623.970)	(775.781)	151.811	19,6%
De financiamiento	(891.430)	(1.283.021)	391.591	30,5%
Flujo neto del período	183.047	(115.387)	298.434	(258,6%)

Al 31 de diciembre de 2011, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo de Ch\$1.698.447 millones, mostrando una disminución del 12,6% respecto a igual período del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por la utilidad del período por Ch\$872.541 millones, la cual se ajusta para conciliar el resultado por Ch\$708.679 millones. Dentro de este ajuste se encuentra la amortización, depreciación y deterioro de activos por Ch\$561.057 millones, gastos por intereses por Ch\$256.891 millones. Lo anterior compensado en parte por la disminución en el capital de trabajo en Ch\$107.436 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch\$623.970 millones, que comparado con igual período del año anterior representa una mayor caja equivalente de un 19,6% o Ch\$151.811 millones. Estos desembolsos corresponden principalmente a incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch\$498.142 millones, incorporación de activos intangibles (IFRIC 12) por Ch\$187.864 millones, compensado en parte por el flujo neto por la venta de CAM y Synapsis por Ch\$12.662 millones e intereses recibidos por Ch\$19.612 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo de Ch\$891.430 millones, principalmente por pago de dividendos por Ch\$648.107 millones, pagos de préstamos por Ch\$629.404 millones y pago de intereses por Ch\$248.097 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la obtención de préstamos por Ch\$646.273 millones.

Información propiedades plantas y equipos por compañía (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por incorporación de propiedades, plantas y equipos		Depreciación	
	dic-11	dic-10	dic-11	dic-10
Endesa Chile	264.883	254.872	170.051	175.068
Cachoeira Dourada	686	4.668	7.280	7.383
CGTF	7.530	1.870	8.051	7.999
CIEN	310	1.884	11.122	29.986
Chilectra S.A.	19.947	31.148	21.777	21.191
Edesur S.A.	82.014	58.221	13.244	14.279
Edelnor S.A.	37.704	33.203	20.002	19.800
Ampla (*)	131.519	120.785	56.424	44.976
Coelce (*)	51.309	102.946	41.649	51.936
Codensa S.A.	77.456	76.255	59.957	59.143
Cam Ltda.	46	1.148	294	1.774
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	2.311	708	259	285
Synapsis Soluciones y Servicios Ltda.	488	3.326	478	3.084
Holding Enersis y sociedades de inversión	991	388	1.208	1.080
Total consolidado	677.194	691.422	411.796	437.984

(*) 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 62% al 31 de diciembre de 2011.

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, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2011	31-12-2010
	%	%
Tasa de interés fijo	62%	51%
Tasa de interés variable	38%	49%
Total	100%	100%

Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.
- 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\$ 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 compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 31 de diciembre de 2011 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo presenta una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 961.355.037 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 242.750.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando 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) con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible condiciones de mercado.

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.

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 garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, 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 y Derivados Financieros.

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.
- Para el caso de deuda, considerando las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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

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

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

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	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Tipo de interés	41.560.004	38.847.459
Tipo de cambio	3.602.591	539.575
Correlación	(310.050)	(2.695.024)
Total	44.852.545	36.692.010

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los años 2011 y 2010 en función del inicio/ vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de 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 Enersis, sus filiales Endesa Chile y Chilectra, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de créditos sindicados. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales ciertos

eventos distintos del no pago, en las compañías previamente mencionadas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 50 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.

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

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda. Sin embargo, una variación en la clasificación de riesgo local según las agencias Feller Rate o Fitch Ratings Chile, puede producir un cambio en el margen aplicable para determinar la tasa de interés en las líneas locales suscritas por Enersis y Endesa Chile en 2009.

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 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 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 Nota N°3 de los Estados Financieros.

Hechos relevantes consolidados

1. Enersis

- Con fecha 28 de febrero de 2011 el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a celebrarse el 26 de abril de 2011, repartir un dividendo definitivo del 50% de las utilidades líquidas de la compañía, esto es, \$7,44578 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,57180 por acción pagado en enero de 2011. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$5,87398 por concepto de dividendo definitivo por acción de la compañía.

Esto representará un reparto total ascendente a M\$ 243.113.407 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2010.

Lo anterior modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendo del 60% de las utilidades líquidas de la compañía.

- En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.
- En Sesión de Directorio, celebrada el día 30 de noviembre de 2011, se acordó distribuir con fecha 27 de enero de 2012 un dividendo provisorio de \$1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011.

2. Chilectra

- En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2011, se acordó distribuir a contar del 23 de Mayo de 2011, un dividendo definitivo de \$11 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010.

Además en dicha junta se designaron a los siguientes Directores de la compañía:

- 1.- Juan María Moreno Mellado
- 2.- José Luis Marín López - Otero
- 3.- Livio Gallo
- 4.- Hernán Felipe Errázuriz Correa
- 5.- Marcelo Llévenes Rebolledo

En Sesión Ordinaria del Directorio N°04/2011, celebrada el día 27 de abril de 2011, se procedió a nombrar Presidente del Directorio a don Juan María Moreno Mellado y Vicepresidente a don Marcelo Llévenes Rebolledo.

- En Junta Ordinaria del Directorio, celebrada el día 25 de octubre de 2011, se aprobó una modificación a la política de reparto de dividendos correspondiente al ejercicio 2011. Producto de esta modificación la política de reparto de dividendos contempla repartir un 100% de la utilidad líquida, en reemplazo de la anterior que preveía repartir un 30%.

3. Endesa Chile

- Con fecha 01 de marzo de 2011, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó el siguiente hecho esencial:

Con fecha 28 de febrero de 2011, el Directorio de la compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2010 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria, celebrada con fecha 22 de abril de 2010. La modificación consiste en rebajar del 60% al 50% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2010.

De conformidad con lo anteriormente expuesto el Directorio propondrá a la junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile, a celebrarse en abril de 2011, repartir un dividendo definitivo de \$32,52693 por acción, lo que representa un reparto total ascendente a Ch\$266.777.897.101. A éste, habrá que descontar el dividendo provisorio de \$6,42895 por acción pagado en enero de 2011. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$26,09798 por acción de la compañía, el cual, de ser aprobado por la junta ordinaria, será pagado en las fechas que ésta determine.

- Con fecha 08 de marzo de 2011, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley N° 18.046, se informó que el Directorio de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2011, a partir de las 11:30 horas, en el centro de convenciones Espacio Riesco ubicado en Avda. El Salto N° 5000, Comuna de Huechuraba, Santiago.

La junta ordinaria conocerá y se pronunciará sobre las siguientes materias:

1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros, Informe de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010;
 2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;
 3. Exposición respecto de la Política de Dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;
 4. Política de Inversiones y Financiamiento propuesta por el Directorio;
 5. Fijación de la remuneración del Directorio;
 6. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y determinación de su presupuesto para el ejercicio 2011;
 7. Informe del Comité de Directores;
 8. Designación de una empresa de auditoría externa, regida por el Título XXVIII de la Ley de Mercado de Valores, para el ejercicio 2011;
 9. Elección de dos Inspectores de Cuentas titulares y de dos suplentes y determinación de su remuneración;
 10. Información sobre acuerdos adoptados por el Directorio para aprobar operaciones con partes relacionadas, conforme al artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas;
 11. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta.
- Con fecha 15 de abril de 2011, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha interpuesto demanda de indemnización de perjuicio arbitral en contra de CMPC Celulosa S.A., por la suma de \$41.864.543.390.- (€61.384.961) más intereses corrientes, por los perjuicios derivados de los consumos de la planta de clorato de propiedad de Erco (Chile) Limitada, contratista de CMPC Celulosa S.A. por el periodo comprendido entre diciembre de 2006 y junio de 2009.

El antecedente previo de esta demanda ante el Tribunal Arbitral integrado por el señor Urbano Marín Vallejo (Presidente), señora Olga Feliz Segovia y Andrés Jana Linetzky, lo constituye la sentencia arbitral firme y ejecutoriada recaída en el arbitraje "Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A. dictada con fecha 27 de marzo de 2009 ante el Tribunal Arbitral compuesto por los señores Luis Morand Valdivieso (Presidente), Víctor Vial del Río y Antonio Bascañán Valdés.

El referido juicio arbitral tuvo su origen en las divergencias ocurridas durante la vigencia del contrato de suministro eléctrico que Endesa Chile suscribió con CMPC Celulosa S.A. al adjudicarse la licitación convocada por CMPC Celulosa S.A. para el suministro eléctrico para la totalidad de sus plantas Santa Fe, Inforsa, Laja y Pacífico. Este contrato se suscribió el 31 de mayo de 2003, iniciándose el suministro en enero de 2004.

Como consecuencia de haber advertido Endesa Chile que a partir fundamentalmente del año 2006 el consumo real del cliente libre aumentó considerablemente a aquel proyectado en sus propias Bases de Licitación, inició un proceso de negociaciones con el cliente para lograr un acuerdo respecto a dichos mayores consumos. Al no haberse alcanzado acuerdos en dichas negociaciones, Endesa Chile decidió someter estas diferencias al proceso de arbitraje establecido en el contrato.

El fallo arbitral de 2009 dictaminó en lo medular lo siguiente en su parte resolutive:

- (1) Acogió la demanda de Endesa Chile y se determinó que no tiene obligación de suministrar los consumos para la planta de clorato de propiedad de ERCO (Chile) Limitada.
- (2) Acogió la reserva de derechos pedida por Endesa Chile para cobrar perjuicios por los consumos de ERCO (Chile) Limitada, determinándose que puede cobrar los perjuicios sufridos a partir de la notificación de la demanda.
- (3) Acogió la demanda de Endesa Chile estableciéndose la obligación de Celulosa de operar sus unidades de generación propia a plena capacidad.

Una vez ejecutoriado el fallo arbitral por sentencia de la Exma. Corte Suprema en el año 2010, Endesa Chile procedió a iniciar las gestiones para iniciar un nuevo juicio arbitral, esta vez para la determinación del monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral anterior, nuevo juicio que se inicia en el periodo de discusión con la interposición de la demanda de indemnización de perjuicios.

- Con fecha 27 de abril de 2011, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa como hecho esencial, que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2011, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 49 de \$6,42895 por acción) y un dividendo adicional que asciende a un total de \$32,52693 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 49 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 50 ascendente a \$26,09798 por acción.
- Con fecha 6 de octubre de 2011, la SVS dictó la Resolución Exenta N° 545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre Pehuenche S.A. y su Matriz Endesa con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

- (1) A los directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz Endesa con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebraba en condiciones de equidad que prevalecen habitualmente en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a UF 300 para cada uno de ellos.
- (2) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mencionado contrato, se les sancionó por lo anterior y por no haber evacuado el informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a UF 400.

Todo esto por las infracciones supuestamente cometidas.

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25% del monto total de la multa en la Tesorería General de la República. En consecuencia, las multas y sus fundamentos están cuestionadas ante la Justicia Ordinaria, la que conoce del reclamo de los Directores, en procedimiento sumario, quienes han solicitado su absolución.

- Con fecha 25 de octubre de 2011, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° de la Ley de Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó el siguiente hecho esencial:

Con fecha 24 de octubre de 2011 fue dictado el fallo arbitral recaído en el arbitraje tramitado ante el juez árbitro señor Arnaldo Gorziglia por demanda interpuesta por la sociedad Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Nacional de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y los directores de esta última sociedad que lo eran al mes de noviembre de 2007.

El fallo arbitral rechazó la demanda principal consistente en la solicitud de dejar sin efecto, anular o resolver el contrato de suministro de energía y potencia, celebrado entre Empresa Eléctrica de Pehuenche S.A. y Empresa Nacional de Electricidad S.A. con fecha 19 de noviembre de 2007 y acogió la demanda subsidiaria de indemnización de perjuicios en contra de los demandados, ordenando el pago de la suma de US\$6.547.000.- por parte de los demandados a Inversiones Tricahue S.A.

La compañía procederá a analizar el fallo arbitral para la eventual interposición de los recursos que procedan.

- Con fecha 30 de noviembre de 2011, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa como hecho esencial que, en su sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó repartir con fecha 19 de enero de 2012, un dividendo provisorio de \$5,08439 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2011, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.

4. Pehuenche

- Con fecha 01 de Marzo de 2011, se informó que el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada el día 28 de febrero de 2011, acordó de conformidad con la actual Política de Dividendos aprobada, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad, que tendrá lugar el primer cuatrimestre de este año, el pago del saldo del dividendo definitivo, por un monto de \$105,768475 por acción.

Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 21 de abril de 2010.

- Con fecha 03 de marzo de 2011, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley N° 18.046, se informó que el Directorio de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 18 de abril de 2011, a partir de las 12:00 hrs., en el Salón Auditorium del Edificio Endesa, ubicado en Avda. Santa Rosa N° 76, entrepiso, comuna y ciudad de Santiago.

La junta ordinaria conocerá y se pronunciará sobre las siguientes materias:

1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros e Informe de los Auditores Externos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010;
2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;
3. Exposición respecto de la Política de Dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;
4. Elección de Directorio de la sociedad;
5. Designación de una empresa de auditoría externa, regida por el Título XXVIII de la Ley de Mercado de Valores, para el ejercicio 2011.
6. Información sobre acuerdos adoptados por el Directorio para aprobar operaciones con partes relacionadas, conforme al artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas.
7. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta.

- Con fecha 08 de marzo de 2011, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley N° 18.046, se informó que el Directorio de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 18 de abril de 2011, en el Salón Auditórium del Edificio Endesa, ubicado en Avda. Santa Rosa N° 76, entrepiso, comuna y ciudad de Santiago, a celebrarse antes de la realización de la Junta Ordinaria de Accionistas.

La Junta Extraordinaria tendrá por objeto conocer y pronunciarse sobre las siguientes materias:

1. Modificar el artículo 7° de los estatutos sociales a fin de disminuir el número de directores de siete a cinco.
 2. Adoptar todos los acuerdos que fueren necesarios para cumplir y llevar a efecto debidamente la reforma estatutaria que se indica en el número anterior.
- Con fecha 19 de abril de 2010, la sociedad informó que la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía, celebrada con fecha 18 de abril de 2011, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$105,768.475 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010. Dicho saldo de dividendo se pagará a partir del día 28 de abril del año en curso a los accionistas de la compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

También, con motivo de la Junta Ordinaria de Accionistas se realizó elección de Directorio, siendo designados los señores Alan Fischer Hill, Daniel Bortnik Ventura, Pedro Gatica Kerr, Humberto Espejo Paluz y Alejandro García Chacón.

- Con fecha 30 de Junio de 2011, se informó que el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada el día 29 de Junio de 2011, aprobó el reparto de un Primer Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2011, por un monto de \$20,94 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 27 de julio de 2011 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.
- Con fecha 30 de Septiembre de 2011, se informó que el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada el día 29 de Septiembre de 2011, aprobó el reparto de un Segundo Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2011, por un monto de \$29,37 por acción. Dicho dividendo se pagará a partir del día 26 de Octubre de 2011 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.
- Con fecha 24 de octubre de 2011, don Arnaldo Gorziglia Balbi dictó sentencia en juicio arbitral que tuvo por objeto resolver diferencias y dificultades surgidas entre INVERSIONES TRICAHUE S.A. en su calidad de accionista de EMPRESA ELECTRICA PEHUENCHE S.A., con las personas que se desempeñaban como Directores de ésta, con la matriz ENDESA y con la propia EMPRESA ELECTRICA PEHUENCHE S.A.

El juez árbitro resolvió no dar lugar a la petición principal de la parte demandante de anular o dejar sin efecto el contrato de suministro de potencia y energía existente entre PEHUENCHE y ENDESA, de fecha 19 de noviembre de 2007 y acoger la demanda indemnizatoria subsidiaria promovida por INVERSIONES TRICAHUE S.A.

El juez resolvió que el perjuicio por la demandante INVERSIONES TRICAHUE S.A., era de US\$6.547.500, que debía ser pagado solidariamente por todos los demandados.

Pehuenche fue notificada del fallo, e interpuso recurso de queja en contra del árbitro y recurso de casación en la forma en contra de la sentencia. Ambos recursos se verán conjuntamente. El recurso de casación en la forma fue admitido a tramitación, y también se ordenó que el demandante rinda fianza hasta por la suma de US\$6.547.500.- para el caso que quisiere cobrar dicha suma antes que se dicte sentencia en el recurso de casación, puesto que de este modo, PEHUENCHE tendrá garantía que se le restituirá lo pagado, en caso que el recurso de casación en la forma sea acogido, se anule la sentencia, y cese la obligación de pago consiguiente.

- Con fecha 16 de diciembre de 2011, se informó que el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada el día 14 de diciembre de 2011, aprobó el reparto de un tercer dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2011, por un monto de \$66,25 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 25 de enero de 2012 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuará el día 16 de enero de 2012, en el diario El Mercurio de Santiago.

- Con fecha 29 de diciembre de 2011 se han presentado dos solicitudes de arbitraje, una en el 22do Juzgado Civil respecto de los directores y otra en el 16to juzgado respecto de Endesa Chile y Pehuenche. Los demandantes son Asesorías e Inversiones Ilihue S.A. (José Cox Donoso), Inversiones Ultima Esperanza S.A. e Inversiones Firmeza S.A. (Ricardo Bachelet Artigues), e Inversiones y Asesorías Iculpe Ltda. (Ignacio y Agustín Guerrero Gutiérrez).

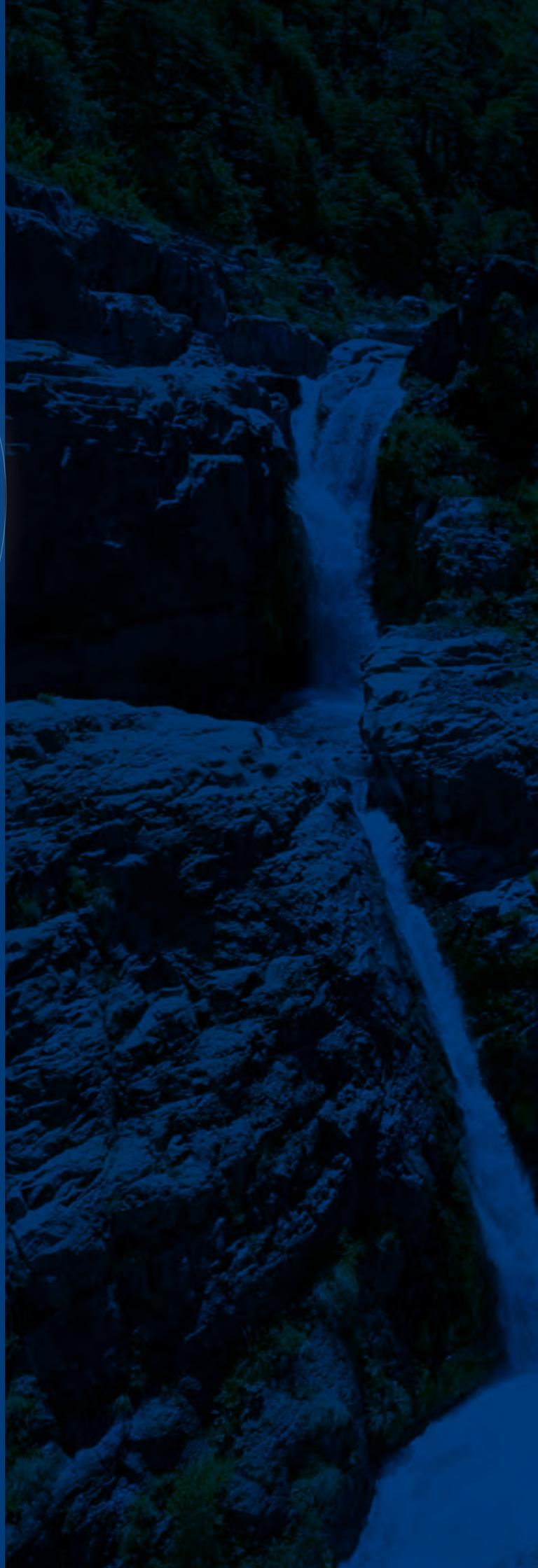
Se trata de una solicitud de designación de árbitro arbitrador, por parte de los solicitantes, para el conocimiento y resolución de controversias con los 6 directores de Pehuenche en funciones al 19 de noviembre de 2007, fundada en el hecho que son accionistas de Pehuenche, y que conforme a los estatutos de la sociedad, cualquier controversia entre los accionistas, la sociedad y los administradores, será resuelta por un árbitro arbitrador. La solicitud de arbitraje la solicitan con motivo de la celebración del contrato de suministro de potencia y energía de Pehuenche a Endesa Chile de 19 de noviembre de 2007, por el cual aducen haber experimentado perjuicios, por cuyo motivo fundamentan la designación del árbitro arbitrador.

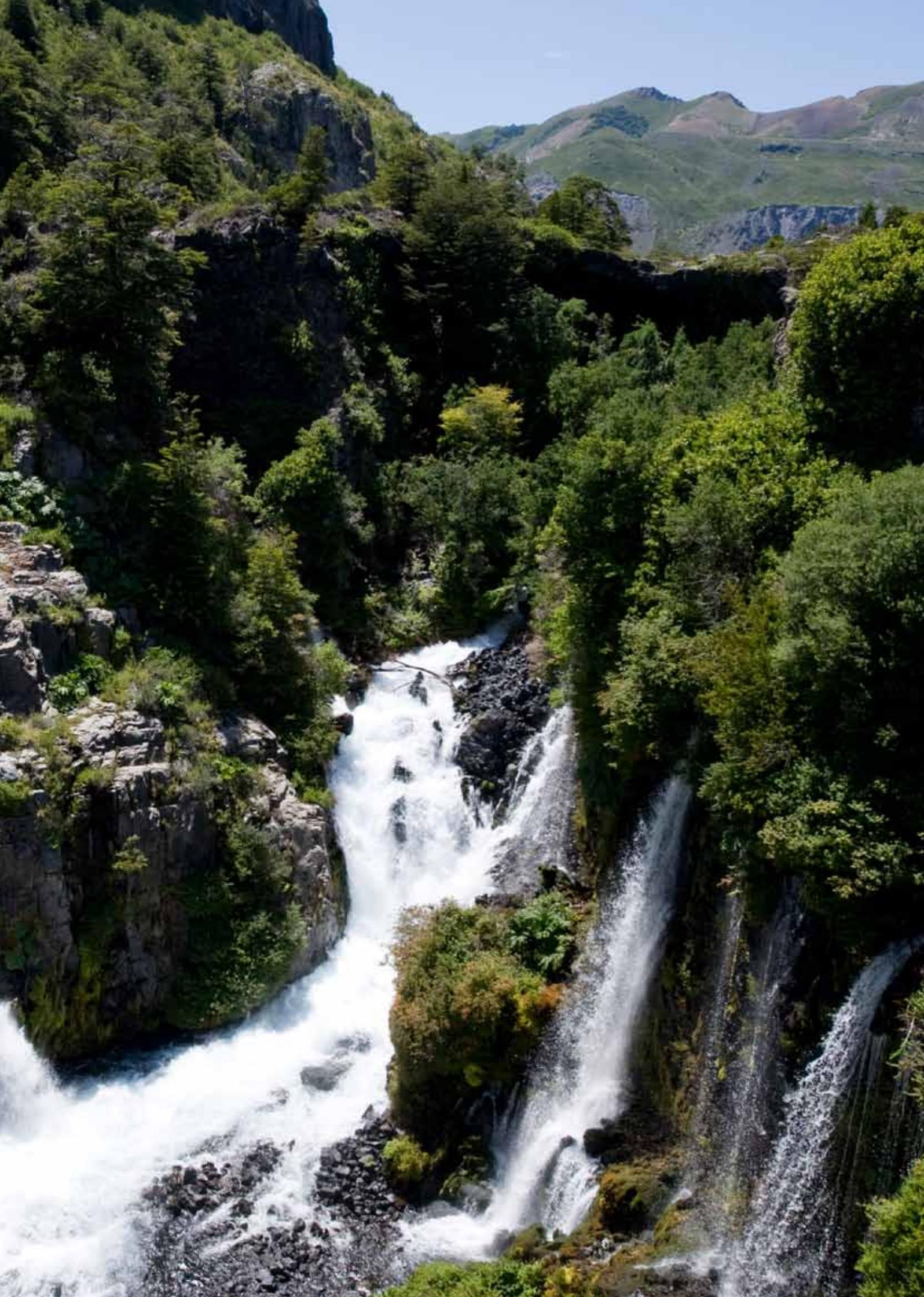
Por último en la solicitud ante el 22do Juzgado Civil de Santiago, se amplió la petición de designación de árbitro arbitrador también respecto de Endesa Chile y Pehuenche, de modo que hoy existe un solo procedimiento de designación de juez arbitral.

5. CIEN

- Con fecha 19 de abril de 2011, CIEN firmó en la oficina de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), en Brasilia, el Contrato de Prestación del Servicio de Transmisión con el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), lo que le permite recibir a partir de esta fecha una Remuneración Anual Permitida (RAP) como Transmisora de Energía Eléctrica del Sistema Eléctrico de Brasil. De esta forma se completa con éxito el cambio de modelo de negocio en CIEN que hemos venido informando y que se hace referencia en la Nota 15.d.vii).

Estados
financieros
resumidos de
empresas filiales





Balances generales resumidos por filial	Chilectra		Synopsis		IM Velasco		Cam	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Activos								
Activos corrientes	193.667.154	308.282.584	-	27.547.119	30.451.690	32.323.759	-	71.769.555
Activos no corrientes	1.116.514.950	1.153.691.583	-	10.385.607	36.347.961	35.782.164	-	25.904.845
Total activos	1.310.182.104	1.461.974.167	-	37.932.726	66.799.651	68.105.923	-	97.674.400
Patrimonio neto y pasivos								
Pasivos corrientes	196.759.945	171.286.364	-	15.618.790	3.801.501	3.422.178	-	45.136.731
Pasivos no corrientes	52.473.555	196.967.970	-	1.915.098	675.754	1.623.485	-	6.707.851
Patrimonio neto	1.060.948.604	1.093.719.833	-	20.398.838	62.322.396	63.060.260	-	45.829.818
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.060.945.511	1.093.717.171	-	19.877.774	35.680.592	34.819.876	-	45.792.157
Participaciones no controladoras	3.093	2.662	-	521.064	26.641.804	28.240.384	-	37.661
Total patrimonio neto y pasivos	1.310.182.104	1.461.974.167	-	37.932.726	66.799.651	68.105.923	-	97.674.400
Estados de resultados integrales resumidos por filial								
Ingresos de actividades ordinarias	1.035.360.191	1.003.001.004	6.690.708	66.028.200	7.741.781	10.546.195	15.582.078	131.410.554
Otros ingresos por naturaleza	10.830.807	13.996.491	2.367	41.442	357.472	288.828	157.114	783.509
Total de ingresos	1.046.190.998	1.016.997.495	6.693.075	66.069.642	8.099.253	10.835.023	15.739.192	132.194.063
Materias primas y consumibles utilizados	(803.854.371)	(788.044.087)	(3.351.626)	(36.528.597)	(1.520.047)	(2.518.052)	(10.778.959)	(92.335.883)
Margen de contribución	242.336.627	228.953.408	3.341.449	29.541.045	6.579.206	8.316.971	4.960.233	39.858.180
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.776.876	2.524.049	-	-	-	-	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(29.792.819)	(24.818.903)	(1.950.786)	(19.401.450)	(1.530.743)	(1.296.220)	(3.780.042)	(23.447.840)
Gastos por depreciación y amortización	(25.533.034)	(24.622.792)	(510.980)	(7.483.169)	(273.392)	(297.687)	(357.389)	(2.066.081)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(9.250.045)	(5.539.943)	(4.674)	77.915	3.321.687	3.239.877	(11.140)	(712.025)
Otros gastos por naturaleza	(60.852.918)	(64.729.067)	(738.275)	(5.807.464)	(2.393.712)	(2.064.675)	(2.251.128)	(14.363.023)
Resultado de explotación	119.684.687	111.766.752	136.734	(3.073.123)	5.703.046	7.898.266	(1.439.466)	(730.789)
Otras ganancias (pérdidas)	(4.305)	(3.349)	-	(118.994)	508.194	436.380	-	1.795
Ingresos financieros	15.874.126	10.576.373	40.041	264.180	962.816	550.470	86.695	743.474
Costos financieros	(4.383.448)	(8.048.514)	(59.981)	(1.113.645)	(101.836)	(20.163)	(303.270)	(2.152.624)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	14.077.362	60.117.034	34	198	20.142	(34.432)	-	-
Diferencias de cambio	(884.732)	(211.551)	29.514	181.042	494	1.141	101.109	179.493
Resultados por unidades de reajuste	42.067	153.805	-	(480)	66.323	76.430	13.337	72.591
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	144.405.757	174.350.550	146.342	(3.860.822)	7.159.179	8.908.092	(1.541.595)	(1.886.060)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(33.614.812)	(23.432.797)	(16.819)	(325.508)	(896.797)	(1.091.872)	233.611	72.547
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	110.790.945	150.917.753	129.523	(4.186.330)	6.262.382	7.816.220	(1.307.984)	(1.813.513)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	110.790.945	150.917.753	129.523	(4.186.330)	6.262.382	7.816.220	(1.307.984)	(1.813.513)
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	110.790.514	150.948.050	127.204	(4.205.761)	4.679.671	5.595.574	(1.304.422)	(1.759.128)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	431	302	2.319	19.431	1.582.711	2.220.646	(3.562)	(54.385)
Ganancia (pérdida)	110.790.945	150.948.352	129.523	(4.186.330)	6.262.382	7.816.220	(1.307.984)	(1.813.513)
Estado de otros resultados integrales:								
Otros ingresos y gastos con cargo o abono en el patrimonio neto	(12.552.871)	(29.661.899)	-	41.476	49.963	26.769	-	(589.482)
Total resultado de ingresos y gastos integrales	98.238.074	121.286.453	-	(4.144.854)	6.312.345	7.842.989	-	(2.402.995)
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	98.237.643	121.286.151	-	(4.164.285)	4.729.634	5.622.101	-	(2.339.855)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	431	302	-	19.431	1.582.711	2.220.888	-	(63.140)
Total resultado de ingresos y gastos integrales	98.238.074	121.286.453	-	(4.144.854)	6.312.345	7.842.989	-	(2.402.995)
Estado de cambios en el patrimonio neto								
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	-	3.943.580	25.916.800	25.916.800	-	2.572.038
Ganancias (pérdidas) acumuladas	978.146.893	998.431.191	-	18.679.450	19.412.771	18.553.488	-	59.328.371
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(285.696.366)	(273.209.004)	-	(2.745.256)	(9.648.979)	(9.650.412)	-	(16.108.252)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.060.945.511	1.093.717.171	-	19.877.774	35.680.592	34.819.876	-	45.792.157
Participaciones no controladoras	3.093	2.662	-	521.064	26.641.804	28.240.384	-	37.661
Total patrimonio neto	1.060.948.604	1.093.719.833	-	20.398.838	62.322.396	63.060.260	-	45.829.818
Estados de flujos de efectivo resumidos por filial								
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	197.803.542	145.181.978	(355.753)	10.924.401	3.508.531	3.599.257	7.631.142	8.272.471
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(132.021.503)	14.624.865	2.435.474	(6.249.529)	1.856.223	(1.441.169)	(46.171)	(1.149.429)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	(146.021.393)	(70.908.087)	(27.083)	(2.152.974)	(3.150.000)	(2.150.550)	(252.899)	(7.684.616)
Flujo neto positivo (negativo) del periodo	(80.239.354)	88.898.756	2.052.638	2.521.898	2.214.754	7.538	7.332.072	(561.574)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1)	(10.525)	(144.988)	(1.593.531)	-	-	89.531	(767.703)
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	106.822.082	17.933.851	5.563.617	4.635.250	21.474	13.936	3.931.564	5.260.841
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	26.582.727	106.822.082	7.471.267	5.563.617	2.236.228	21.474	11.353.167	3.931.564

ICT		Distritima		Edesur		Endesa Chile		Codensa		Endesa Brasil	
2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
3.386.984	4.077.868	73.305.844	76.808.391	84.947.442	110.182.639	960.055.320	793.026.723	239.448.013	255.980.239	711.159.450	799.250.363
296.193	233.684	434.005.821	356.670.398	272.099.510	320.842.717	5.601.957.796	5.241.845.082	960.707.757	885.875.047	2.554.157.698	2.469.692.998
3.683.177	4.311.552	507.311.665	433.478.789	357.046.952	431.025.356	6.562.013.116	6.034.871.805	1.200.155.770	1.141.855.286	3.265.317.148	3.268.943.361
2.119.237	3.372.931	103.699.413	78.464.053	310.638.397	226.189.613	937.229.278	960.989.752	302.355.437	269.331.660	649.588.123	748.074.888
557.313	456.919	210.609.245	205.177.295	41.497.104	40.238.648	2.183.644.264	1.969.054.861	397.178.370	392.279.990	929.712.165	867.490.180
1.006.627	481.702	193.003.007	149.837.441	4.911.451	164.597.095	3.441.139.574	3.104.827.192	500.621.963	480.243.636	1.686.016.860	1.653.378.293
1.006.627	481.702	99.783.236	77.618.165	4.911.451	164.597.095	2.558.537.998	2.376.486.878	495.650.864	476.201.237	1.192.214.064	1.184.081.767
-	-	93.219.771	72.219.276	-	-	882.601.576	728.340.314	4.971.099	4.042.399	493.802.796	469.296.526
3.683.177	4.311.552	507.311.665	433.478.789	357.046.952	431.025.356	6.562.013.116	6.034.871.805	1.200.155.770	1.141.855.286	3.265.317.148	3.268.943.361
5.897.820	2.174.853	311.980.876	286.654.227	271.566.142	287.867.341	2.387.451.263	2.397.944.527	783.614.400	757.935.491	1.973.427.447	1.948.848.504
222.094	222.758	17.328.334	20.504.743	8.158.673	7.670.973	17.038.942	37.437.927	31.872.260	27.954.097	194.394.792	277.000.339
6.119.914	2.397.611	329.309.210	307.158.970	279.724.815	295.538.314	2.404.490.205	2.435.382.454	815.486.660	785.889.588	2.167.822.239	2.225.848.843
(53.632)	(584.834)	(210.904.949)	(193.646.086)	(141.879.982)	(142.565.611)	(1.217.260.077)	(1.191.327.819)	(451.191.503)	(426.625.508)	(1.227.077.577)	(1.292.520.389)
6.066.282	1.812.777	118.404.261	113.512.884	137.844.833	152.972.703	1.187.230.128	1.244.054.635	364.295.157	359.264.080	940.744.662	933.328.454
-	-	2.211.736	2.058.678	12.146.533	8.296.765	10.597.856	10.126.628	4.309.814	3.734.991	18.130.297	18.128.254
(4.042.455)	(1.631.762)	(9.745.039)	(10.830.327)	(87.034.352)	(63.168.597)	(80.389.456)	(80.066.349)	(33.383.134)	(30.266.521)	(110.196.219)	(103.250.507)
(2.786)	-	(20.838.624)	(20.685.044)	(13.804.113)	(14.796.493)	(176.447.100)	(179.007.900)	(63.992.442)	(61.869.543)	(125.086.661)	(142.719.200)
-	-	(1.614.116)	(774.754)	(107.632.541)	(1.771.126)	(9.472.766)	(706.125)	(463.858)	(2.530.681)	(6.898.659)	(84.774.798)
(1.059.750)	(262.289)	(18.531.292)	(18.349.605)	(78.690.268)	(77.589.301)	(143.548.052)	(103.677.256)	(85.303.430)	(61.109.969)	(161.269.424)	(162.819.132)
961.291	(81.274)	69.886.926	64.931.832	(137.169.908)	3.943.951	787.970.610	890.723.633	185.462.107	207.222.357	555.423.996	457.893.071
-	-	(8.420)	(21.095)	-	-	2.010.780	1.894.099	(300.995)	1.389.720	-	23.169
-	1.709	1.856.356	1.621.266	6.538.668	9.324.258	28.039.261	10.083.190	5.531.446	9.289.334	171.883.165	130.698.904
(87.413)	(4.205)	(14.115.362)	(12.549.137)	(15.352.367)	(16.070.345)	(137.535.382)	(142.256.150)	(37.469.524)	(35.637.190)	(225.561.178)	(191.832.046)
-	-	-	-	468	911	123.033.273	91.673.758	-	-	-	-
10.546	9	187.863	37.142	823.698	547.276	(6.466.655)	15.618.964	24.531	(104.317)	14.340.169	(2.092.696)
-	-	-	-	-	-	(5.332.672)	(3.162.695)	-	-	-	-
884.424	(83.761)	57.807.363	54.020.008	(145.159.441)	(2.253.949)	791.719.215	864.574.799	153.247.565	182.159.904	516.086.152	394.690.402
(269.370)	64.679	(16.518.294)	(18.812.437)	(12.248.134)	635.038	(210.564.505)	(179.964.192)	(62.216.531)	(56.459.150)	(128.503.087)	(67.395.323)
615.054	(19.082)	41.289.069	35.207.571	(157.407.575)	(1.618.911)	581.154.710	684.610.607	91.031.034	125.700.754	387.583.065	327.295.079
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
615.054	(19.082)	41.289.069	35.207.571	(157.407.575)	(1.618.911)	581.154.710	684.610.607	91.031.034	125.700.754	387.583.065	327.295.079
615.054	(19.082)	21.337.723	18.187.969	(157.407.575)	(1.618.911)	446.874.043	533.555.794	90.461.846	124.802.668	285.159.261	224.154.924
-	-	19.951.346	17.019.602	-	-	134.280.667	151.054.813	569.188	898.086	102.423.804	103.140.155
615.054	(19.082)	41.289.069	35.207.571	(157.407.575)	(1.618.911)	581.154.710	684.610.607	91.031.034	125.700.754	387.583.065	327.295.079
(90.129)	784	502.549	(7.345.419)	(1.413.291)	(22.156.639)	57.548.795	(40.031.369)	2.136.221	2.180.172	(44.317.885)	(86.901.887)
524.925	(18.298)	41.791.618	27.862.152	(158.820.866)	(23.775.550)	638.703.505	644.579.238	93.167.255	127.880.926	343.265.180	240.393.192
524.925	(18.298)	21.597.460	14.492.580	(158.820.866)	(23.775.550)	425.287.567	499.510.421	92.647.514	127.080.341	268.841.528	168.810.333
-	-	20.194.158	13.369.572	-	-	213.415.938	145.068.817	519.741	800.585	74.423.652	71.582.859
524.925	(18.298)	41.791.618	27.862.152	(158.820.866)	(23.775.550)	638.703.505	644.579.238	93.167.255	127.880.926	343.265.180	240.393.192
500.000	500.000	32.841.625	32.841.625	135.477.599	135.477.599	1.331.714.085	1.331.714.085	3.934.010	3.934.010	226.099.641	226.099.641
506.627	(18.298)	1.623.660	25.300.513	(92.338.025)	65.200.918	1.636.787.539	1.442.314.476	(2.694.357)	123.200.147	365.294.368	17.373.121
-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557	3.971.004	-	838.452.767	-
-	-	65.317.951	19.476.027	(38.228.123)	(36.081.421)	(615.972.183)	(603.550.240)	490.440.208	349.067.080	(237.632.712)	940.609.005
1.006.627	481.702	99.783.236	77.618.165	4.911.451	164.597.096	2.558.537.998	2.376.486.878	495.650.865	476.201.237	1.192.214.064	1.184.081.767
-	-	93.219.771	72.219.276	-	-	882.601.576	728.340.314	4.971.098	4.042.399	493.802.796	469.296.526
1.006.627	481.702	193.003.007	149.837.441	4.911.451	164.597.096	3.441.139.574	3.104.827.192	500.621.963	480.243.636	1.686.016.860	1.653.378.293
421.031	(1.402.392)	54.671.552	63.622.889	35.565.398	91.143.636	685.106.134	855.694.121	236.147.422	208.631.668	257.490.993	475.979.401
(42.048)	-	(38.362.586)	(31.541.579)	(81.580.645)	(58.350.279)	(195.025.930)	(416.493.151)	(79.769.437)	(117.143.354)	(179.824.241)	(228.890.675)
(378.813)	1.402.392	(35.345.099)	(11.151.423)	17.473.730	(10.306.994)	(416.554.588)	(547.890.436)	(122.083.407)	(238.038.033)	(133.410.930)	(267.394.924)
170	-	(19.036.133)	20.929.887	(28.541.517)	22.486.363	73.525.616	(108.689.466)	34.294.578	(146.549.719)	(55.744.178)	(20.306.198)
-	-	1.533.813	(2.036.120)	4.313.885	(5.321.104)	14.486.809	(4.479.612)	21.311.853	(9.221.751)	24.431.594	(39.989.960)
-	-	-	-	-	-	-	708	1.319	-	-	-
-	-	26.792.493	7.898.726	45.328.399	28.163.140	333.269.859	446.438.229	76.385.966	232.157.435	310.038.487	370.334.645
170	-	9.290.173	26.792.493	21.100.767	45.328.399	421.282.284	333.269.859	131.993.716	76.385.965	278.725.903	310.038.487

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE

Pablo Yrarrázaval Valdés
TELÉFONO (56-2) 353 4663

VICEPRESIDENTE

Andrea Brentan
TELÉFONO (56-2) 353 4631

DIRECTOR

Rafael Miranda Robredo
TELÉFONO (56-2) 353 4631

DIRECTOR

Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56-2) 353 4631

DIRECTOR

Eugenio Tironi Barrios
TELÉFONO (56-2) 353 4631

DIRECTOR

Leonidas Vial Echeverría
TELÉFONO (56-2) 353 4631

DIRECTOR

Rafael Fernández Morandé
TELÉFONO (56-2) 353 4631

GERENTE GENERAL

Ignacio Antoñanzas Alvear
TELÉFONO (56-2) 353 4510

SUBGERENTE GENERAL

Massimo Tambosco
TELÉFONO (56-2) 353 4613

GERENTE REGIONAL DE COMUNICACIÓN

Juan Pablo Larraín Medina
TELÉFONO (56-2) 353 4666

GERENTE DE AUDITORÍA

Alba Marina Urrea Gómez
TELÉFONO (56-2) 353 4647

GERENTE REGIONAL DE FINANZAS

Alfredo Ergas Segal
TELÉFONO (56-2) 630 9130

GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Ramiro Alfonsín Balza
TELÉFONO (56-2) 353 4684

GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD

Ángel Chocarro García
TELÉFONO (56-2) 353 4685

FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56-2) 353 4631

GERENTE RECURSOS HUMANOS

Carlos Niño Forero
TELÉFONO (56-2) 675 2780

GERENTE REGIONAL DE SERVICIOS GENERALES

Francisco Silva Bafalluy
TELÉFONO (56-2) 353 4610

GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO

Eduardo López Miller
TELÉFONO (56-2) 353 4635

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE INVERSIONES Y RIESGOS

Ricardo Alvial Muñoz
TELÉFONO (56-2) 353 4682

CITIBANK NY

Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

SANTANDER CENTRAL HISPANO INVESTMENT

Enrique Romero
TELÉFONO (34-91) 289 3943



Gerencia de Comunicación

Santa Rosa 76
Santiago, Chile
Tel (56 2) 353 4400
www.enersis.cl