

enersis10



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, actividades en telecomunicaciones y 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\$13.005.845.107 al 31 de diciembre de 2010. 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 2010, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a M\$486.226.814 y el resultado operacional se ubicó en M\$1.704.300.738. A fines de 2010, daba ocupación directa a 12.264 personas, a través de sus empresas filiales presentes en América Latina.

Energis

Memoria Anual 2010

Índice

4	Carta del Presidente
10	Hitos 2010
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
56	Política de inversión y financiamiento 2010
60	Negocios de la compañía
68	Inversiones y actividades financieras
78	Factores de riesgo
84	Marco regulatorio de la industria eléctrica
100	Descripción del negocio eléctrico por país
128	Otros negocios
132	Sostenibilidad
136	Cuadro esquemático de participaciones
144	Hechos relevantes consolidados
154	Identificación de las compañías filiales y coligadas
180	Declaración de responsabilidad
182	Estados financieros consolidados
306	Análisis razonado consolidado
332	Estados financieros resumidos empresas filiales



Carta del Presidente



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente

Estimado(a) accionista,

Como Presidente del Directorio de Enersis es un orgullo poner a vuestra disposición la Memoria Anual 2010, informe que resume la serie de acciones que emprendió la compañía en los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica en los cinco países en los que opera en América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

Antes de detallar los principales hitos de nuestra gestión, quisiera mencionar una serie de hechos que impactaron de cierta manera nuestro negocio y que tuvieron relación con eventos externos. Me refiero a los efectos ocasionados por el terremoto en Chile, la sequía que vivió el mercado colombiano y chileno, y las condiciones climáticas inusuales que se presentaron en Brasil y Argentina, acontecimientos que pusieron a prueba la capacidad de nuestras filiales y sus trabajadores.

Con satisfacción, y pese a estos embates de la naturaleza, puedo decir que gracias al diversificado portafolio de activos que posee Enersis en toda la cadena del negocio eléctrico y en los principales países de la región, logramos sortear con éxito cada una de las dificultades, manteniendo nuestra posición de liderazgo en un mercado energético cada vez más competitivo.

Contexto 2010

La madrugada del 27 de febrero de 2010, cerca del 70% de la población de Chile se vio afectada por un trágico terremoto y posterior tsunami, impactando la vida de más de dos millones de chilenas y chilenos.

El sismo de intensidad 8,8 en la escala de Richter, el segundo más importante de la historia de nuestro país, causó estragos en la red eléctrica y contrajo la actividad económica durante varios meses del año.

Para que tengan una idea de la magnitud del terremoto, nuestra filial Chilectra repuso en su área de concesión 144.244 metros de conductores, 14.552 fusibles y más de 1.000 crucetas. Lo anterior, significó hacer en sólo doce días, trabajos que en algunos casos se desarrollan en más de dos años y medio. En generación, nuestra filial Endesa Chile jugó un rol fundamental para recuperar la normalidad y asegurar el abastecimiento eléctrico de la zona centro-sur del país a sólo horas de ocurrida la catástrofe.

De los 5.611 MW de capacidad instalada que poseemos en Chile, más del 50% se encuentra en las regiones más afectadas por el terremoto, me refiero a las regiones del Maule y Biobío, y, de esas centrales, sólo sufrió daños Bocamina, unidad a carbón de 128 MW de potencia. Esta central, ubicada en la comuna de Coronel, se conectó y entró nuevamente en operaciones el 13 de diciembre.

Aún no nos recuperábamos de los efectos del terremoto y tsunami, cuando en Brasil un temporal azotó el Estado de Río de Janeiro durante los primeros días de abril, zona en la que opera nuestra filial de distribución Ampla, dejando cerca de 15.000 damnificados.

A medida que avanzaba el año, el mercado de Colombia mostró condiciones de sequía durante el primer semestre a raíz del fenómeno de El Niño, mientras que en el

caso de Chile los efectos de La Niña se hicieron notar en el segundo semestre, llegando al último mes de 2010 con antecedentes que hacían prever que la sequía era una de las más extremas de los últimos 50 años. Lo anterior, obligó a nuestras empresas generadoras a incurrir en un mayor costo de compras de energía, mayores gastos en transporte y mayor uso de combustible para la generación térmica, supliendo, de esta manera, la menor disponibilidad hidrológica.

Los últimos días de diciembre de 2010, nuestra filial Edesur, distribuidora que suministra electricidad en la zona sur de Buenos Aires, Argentina, debió hacer frente a una inusual ola de calor, la mayor en 58 años, situación que empujó la demanda eléctrica a sus máximos históricos, hecho que puso a prueba a toda la infraestructura y redes del sector.

Demanda y crecimiento

Como señalaba, durante 2010 se presentaron una serie de acontecimientos que, de alguna manera, impactaron nuestra operación; sin embargo, los últimos meses del ejercicio confirmaron una tendencia que comenzamos a constatar a mediados de año, y que dice relación con una recuperación de la actividad económica de la región, y en especial, de los cinco países en los cuales operamos.

Para dar un orden de magnitud, las mejores condiciones económicas del último trimestre del año ratificaron la recuperación en la demanda eléctrica experimentada en Chile, con cifras de consumo creciendo al 4,4%, y también por la consolidación de la observada en Perú y Brasil, con un 8,5% y un 7,1% respectivamente.

La demanda eléctrica en las áreas donde operamos creció 5,6% en promedio comparado con 2009, siendo, lo anterior, el resultado de la dinámica actividad exhibida por las economías de estos países.

Dicha dinámica se confirma por las positivas perspectivas para el 2011 donde, de acuerdo al consenso del mercado, se esperan crecimientos del 6,3% para Perú, 6% en Chile, 5,2% en Argentina, 4,6% en Colombia y 4,5% en Brasil.

Resultados económico-financieros

Estimados accionistas, el hecho de contar con una diversificada cartera de activos, tanto por negocio como por país, nos permitieron hacer frente de buena forma a las distintas situaciones antes descritas y capturar las mejores condiciones macroeconómicas de los últimos dos trimestres de 2010. De esta manera, el eficiente portafolio en los negocios de generación y transmisión, y distribución eléctrica, y la presencia en los mercados de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú, llevaron a la compañía a totalizar un EBITDA de \$2.261.691 millones, unos US\$4.433 millones, durante el año. Esta cifra representó un crecimiento promedio de 10% anual durante el quinquenio 2006-2010, situación que confirma la acertada estrategia y política que ha puesto en práctica el Grupo Enersis en los últimos años.

En línea con lo anterior, la compañía exhibió utilidades atribuibles a los propietarios de la controladora por un total de \$486.227 millones al 31 de diciembre de 2010. Si bien esta cifra significó un descenso de 26,4% respecto a 2009, año en el que la compañía registró utilidades históricas, hay que destacar que en los últimos cinco años, las utilidades arrojaron un alza promedio anual de 34,8%.

Hemos sido capaces de mantener equilibradas las contribuciones por tipo de negocios: distribución con un 43% y generación y transmisión con el restante 57%. Por país, Chile aporta con un 32,1% al EBITDA consolidado, Brasil con un 30,1%, Colombia con un 25,4%, Perú con un 8,7% y Argentina con un 3,8%.

Los ingresos llegaron a \$6.563.581 millones, cifra que representó un alza de 1,4%,

confirmando las buenas perspectivas de demanda que existían para la segunda mitad de 2010.

El resultado de explotación alcanzó, por su parte, los \$1.704.301 millones, lo que equivale a un descenso de 11,6%, baja que se explicó principalmente por la disminución de los resultados de la línea de negocios de generación, fundamentalmente en Chile y Brasil, situación que fue parcialmente compensada por el mejor desempeño del segmento de distribución en Perú y Colombia.

Las ventas físicas en generación sumaron un total de 63.431 GWh, mientras que en el segmento de distribución pasaron de 63.694 GWh a 67.274 GWh, lo que significó un incremento de 5,6%.

Nuestro negocio principal

Durante 2010 llevamos a cabo dos operaciones que tuvieron como objetivo centrar nuestro accionar en su "core" o esencia, que es el negocio eléctrico, y, de esta manera, concentrar los esfuerzos en el desafío de hacer frente a los mayores requerimientos de suministro energético que demandan las más de 50 millones de personas a las que presentamos servicio en América Latina.

En dicho marco, aceptamos la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para adquirir la totalidad de la participación que poseíamos en la Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptamos la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para adquirir la totalidad de la participación que poseíamos en Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.

Como señalaba anteriormente, dichas ventas tuvieron como objetivo centrar las operaciones de Enersis en su "core business" que es el negocio eléctrico y orientar los recursos para hacer frente a las inversiones previstas en las líneas de negocios de generación y distribución de energía eléctrica.

Entre los criterios de adjudicación se consideró que la empresa postulante permitiera garantizar la excelencia en la continuidad de los servicios de CAM y Synapsis, así como la preocupación por sus trabajadores.

El Grupo Enersis confirma su compromiso de seguir siendo un referente de la industria energética, tanto en el suministro eléctrico necesario y suficiente para soportar el crecimiento en los cinco países de operación, como en la calidad de servicio a sus más de 13 millones de clientes.

Aporte al suministro

Ejemplo de lo anterior, y del compromiso que tiene la compañía con cada uno de los países en los que está presente, fue el inicio de la construcción de la Central Hidroeléctrica El Quimbo (400 MW) en Colombia; en Chile, el reingreso del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Central Hidroeléctrica Neltume (490 MW) y la presentación del EIA de su línea de transmisión, y, por último, el ingreso del EIA de la línea de transmisión de Central Hidroeléctrica Los Cóndores, todo esto, en el segmento de generación. En el área de distribución, destacan, entre otras iniciativas, una serie de proyectos que tienen como objetivo atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en las ciudades donde prestamos servicios, iniciativas vinculadas a la Eficiencia Energética y a la reducción de los niveles de pérdidas de energía, así como el desarrollo e implementación de los primeros puntos de recarga para el auto eléctrico a través de la electrolinera.

En suma, la compañía mantiene una activa cartera de proyectos para hacer frente a los mayores requerimientos de demanda: en Chile, por ejemplo, y como señalaba, se encuentran las hidroeléctricas Los Cóndores (150 MW), Neltume (490 MW),

Choshuenco (128 MW), HidroAysén (2.750 MW) y la mini hidro Piruquina (7,6 MW), y la termoeléctrica Punta Alcalde (740 MW). En construcción, la térmica Bocamina II (370 MW), unidad que entrará en operación a fines de 2011.

En el resto de América Latina destaca en Perú la Central Hidroeléctrica Curibamba (188 MW), iniciativa que está en pleno proceso de evaluación ambiental, y, en Colombia, la construcción de El Quimbo con sus 400 MW.

El Grupo Enersis posee más de 14.800 MW de capacidad instalada en América Latina y para mantener el liderazgo deberemos realizar una serie de inversiones. Es por ello que al 2014 incrementaremos nuestra potencia sumando un total de 15.600 MW, esto, con la puesta en servicio de Bocamina II y El Quimbo. Posterior a 2014, entrarían en operación algunos de los proyectos que mantenemos en estudio.

En paralelo, poseemos una nutrida cartera de proyectos en análisis o en diferentes grados de prefactibilidad y diseño básico, iniciativas que suman un total cercano a los 13.000 MW.

Es decir, el Grupo Enersis posee una amplia cartera de iniciativas y estamos dispuestos a acompañar el crecimiento de los cinco países en los cuales operamos, mediante la puesta en marcha de proyectos que vayan de la mano con el cuidado del medio ambiente y apoyando el desarrollo de las comunidades que se encuentran en el entorno más cercano. Sin embargo, observamos, sobre todo en el mercado chileno, cierta demora en el proceso de aprobación ambiental de los proyectos, demora que finalmente atenta contra la viabilidad de las propias iniciativas.

Durante 2010 fuimos testigos de la paralización de un proyecto y posterior suspensión. Lo anterior, pese a contar con la aprobación ambiental correspondiente. Cualquier inversionista y actor de la industria energética necesita claridad en las reglas y estabilidad en las mismas.

La demora en el proceso de evaluación ambiental se debe resolver lo antes posible; de lo contrario, Chile no será capaz de contar con los 1.200 MW de capacidad adicional que requiere cada año para hacer frente a la meta de crecer a una tasa anual de 6%.

Entendemos que cuando un proyecto tiene sentido y va en línea con la estrategia energética que el país se ha propuesto, se debe tramitar de manera ágil, respetando todos los criterios medioambientales que la regulación estipula. Y en el sentido contrario, si un proyecto no cumple los requisitos, el inversionista tiene derecho a conocerlo con prontitud, para evitar costos innecesarios a todos los involucrados, incluyendo al propio Estado.

HidroAysén

Con satisfacción podemos decir que el Proyecto HidroAysén ha avanzado de manera firme en su proceso de evaluación ambiental, recibiendo en octubre de 2010 el tercer ICSARA con un total de 199 preguntas, disminuyendo en más de un 85% las dudas de los servicios involucrados con respecto al segundo ICSARA.

Al mismo tiempo, con orgullo puedo señalar que la administración de HidroAysén y las empresas que promueven su desarrollo, han sido capaces de centrar la discusión sobre el desarrollo energético del país en los temas de fondo, mientras que los argumentos que esgrimen los opositores han ido cayendo por su propia inconsistencia.

Por ejemplo, y sólo por nombrar algunos, los detractores afirman que se destruirá la Patagonia y que no es una iniciativa sustentable. Pero la realidad es que la superficie de embalse de HidroAysén equivale al 0,05% de la superficie total de la Región de Aysén y representa el 1,5% de los espejos de agua naturales que posee esa región.

Hay algunos grupos con un fuerte respaldo financiero de entidades extranjeras, que desconocen la verdadera situación energética del país y que se han encargado de confundir a la opinión pública, con propaganda que no se apega a la realidad y

que centra el debate en otros temas. Los opositores a HidroAysén sostienen que los 2.750 MW, que inundarán 5.900 hectáreas, se pueden sustituir con Energías Renovables No Convencionales. Pero esos grupos no le dicen a la población que para reemplazar HidroAysén se requerirían 90.000 a 100.000 hectáreas de parques eólicos, 160.000 a 180.000 hectáreas de paneles solares, ocasionando un impacto ambiental mucho mayor.

Debemos tener la claridad que para crecer al 6%, Chile necesita unos 1.200 MW adicionales cada año, y que creciendo a dichas tasas se estima que podríamos llegar al 2020 a convertirnos en una nación desarrollada, con mayor equidad social y nuevos desafíos.

Pero también debemos tener claridad respecto a que Chile prácticamente no produce combustibles fósiles, y que, por lo tanto, para no depender de combustibles importados que son menos eficientes y más contaminantes, debemos aprovechar sí o sí un recurso natural, limpio, renovable y autóctono como el agua.

HidroAysén dará autonomía energética a Chile y queremos que la ciudadanía entienda que es relevante para el país y su gente. La decisión de inversión se tomará con todos los permisos ambientales y sectoriales aprobados, y sí vemos que existe la voluntad país de considerar esta iniciativa como un proyecto estratégico para el desarrollo.

Responsabilidad social

2010 puso a prueba nuestro compromiso con cada uno de los países en los que operamos, y, en especial, con Chile.

Luego del terremoto, nuestro apoyo al país fue más allá y no sólo se limitó en "hacer bien nuestro trabajo" para recobrar la normalidad del suministro eléctrico lo antes posible. El Grupo Enersis donó la suma de US\$10 millones al Fondo Nacional de la Reconstrucción, siendo la primera compañía en participar del mismo. A su vez, Fundación Endesa (España) creó un fondo especial de Ayuda a Chile, el que cuenta con 1 millón de euros.

Todos estos recursos se emplearán para reconstruir parte de la infraestructura de colegios y establecimientos educacionales dañados por el terremoto en las áreas de influencia de nuestras empresas. Durante 2010, se publicó el primer decreto para hacer efectiva parte de la donación, beneficiando a un total de 56 establecimientos a lo largo del país.

Lo anterior, en línea con nuestra Política de Sostenibilidad, donde uno de sus principales focos es el apoyo, promoción y desarrollo de actividades vinculadas con la educación y su mejora.

Durante el cuarto trimestre, nuestra filial Endesa Chile certificó los sistemas de gestión ambiental (SGA) en la Norma ISO 14.001 de las centrales termoeléctricas Quintero (257 MW), Huasco TG (64 MW) y Diego de Almagro (24 MW), por lo que al 31 de diciembre de 2010, el 100% de la capacidad instalada tenía su SGA certificado en dicha norma.

Con orgullo, puedo señalar que la compañía presenta este año el primer Informe de Sostenibilidad, documento que detalla nuestra Política de Sostenibilidad y la del Grupo en Chile.

Por otra parte, quisiera compartir con ustedes la serie de reconocimientos que recibimos durante 2010, premios que confirman nuestros logros y nos alientan, al mismo tiempo, a mejorar nuestras políticas y buenas prácticas año a año. Dentro de los galardones destacan, entre otros, el segundo lugar del Índice de Transparencia Corporativa ITC 2010, el reconocimiento como la cuarta utility más rentable del mundo, el octavo lugar en el ranking de las Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan y el primer lugar de la categoría Utilities del Ranking Top 100 de las Mejores Empresas para Invertir en Chile.

Líder regional y mundial

Estimados accionistas, contamos con una amplia cartera de proyectos para hacer frente a las necesidades de los países en los que operamos, y contamos con el respaldo de uno de los grupos energéticos más importantes a nivel mundial: me refiero a ENEL-ENDESA.

Nuestro compromiso, el de nuestras empresas y el de los más de 12.250 trabajadores que se desempeñan en América Latina en nombre del Grupo Enersis, es desarrollar soluciones acorde a las necesidades de los 13 millones de clientes que poseemos y acompañar el desarrollo de los cinco países donde operamos, cooperando con el abastecimiento energético, manteniendo los estándares de calidad de servicio y nuestra posición de liderazgo.

Como Presidente de Enersis, y en representación de su Directorio, quiero felicitar a cada uno de los trabajadores y colaboradores de nuestras compañías, por el trabajo desarrollado en 2010 y por el compromiso demostrado en situaciones tan difíciles como el terremoto del 27 de febrero, oportunidad en la que cuadrillas de nuestras filiales Edesur, Ampla, Coelce, Codensa y Edelnor, viajaron a Santiago de Chile para ayudar en la labores de restitución del servicio eléctrico.

Como decía en la Memoria Anual 2009, 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.

Hemos sido capaces de aplicar una acertada estrategia, de incrementar año a año el retorno a nuestros accionistas, generando valor, aplicando estándares cada vez más rigurosos a nuestro actuar y comportamiento, imponiéndonos metas en materia de seguridad y salud laboral cada vez más altas; en suma, hemos sido capaces de liderar la industria energética no sólo por nuestra capacidad instalada, número de clientes o capitalización bursátil, sino que también somos líderes del sector eléctrico en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú por nuestro comportamiento, por el trabajo de excelencia que realizamos y por el férreo compromiso que tenemos con la sociedad y con cada una de las 50 millones de personas a las que prestamos servicio en América Latina.

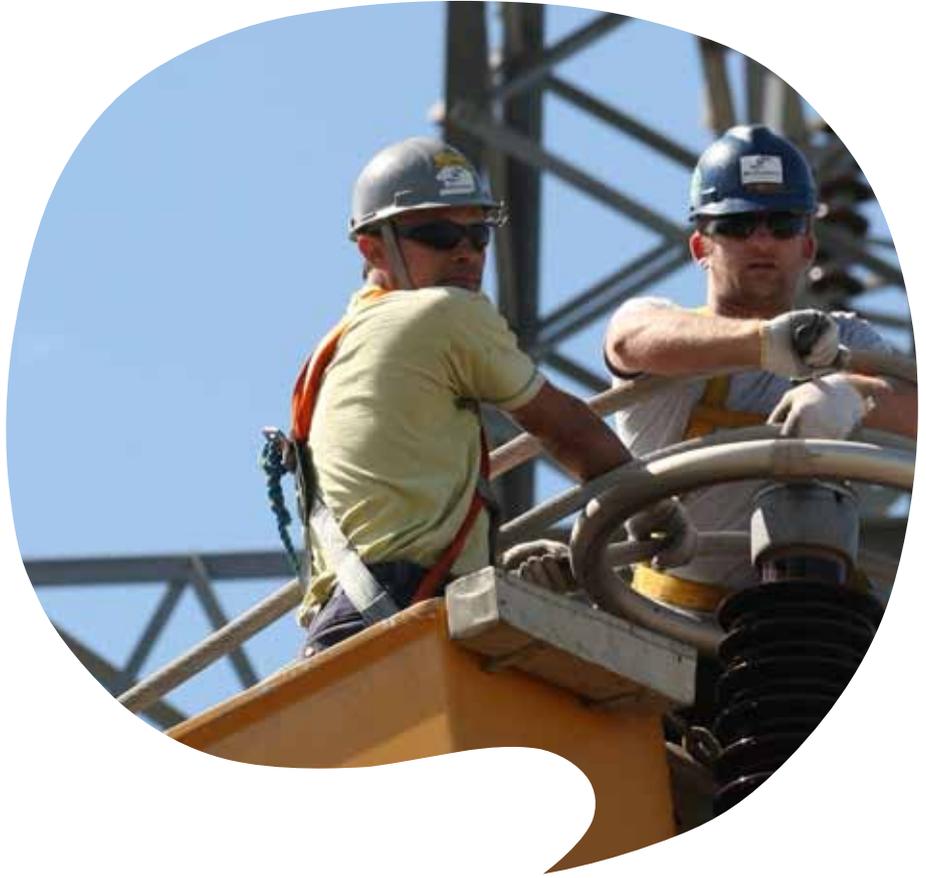
Reciba un cordial saludo,



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente



Hitos 2010





Fitch Ratings mejora clasificación de riesgo

Fitch Ratings subió el Issuer Default Rating (IDR) en moneda local y extranjera de Enersis a BBB+ desde BBB, y elevó la clasificación de largo plazo en escala nacional a AA desde AA-. En esta misma línea, Fitch Ratings mejoró las clasificaciones en escala nacional de los Efectos de Comercio a F1+/AA desde F1+/AA-, manteniendo el Outlook en Estable.

HidroAysén recibe segundo ICSARA

El 25 de enero HidroAysén postergó hasta el 30 de junio el ingreso de las respuestas a dicho documento. Posteriormente, el plazo se extendió hasta el 29 de octubre.

Standard and Poor's eleva calificación

S&P subió la clasificación de crédito corporativa y de deuda senior de Enersis a BBB+ desde BBB, con perspectivas estables.

Central San Isidro aumenta capacidad instalada a 399 MW

La Central Termoeléctrica San Isidro II, que opera en la Región de Valparaíso, aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permiten operar de forma dual (gnl y petróleo).

Ayuda post terremoto

Tras el terremoto y tsunami que afectó la zona centro sur de Chile el 27 de febrero, Enersis se sumó a la Teletón Chile ayuda a Chile con la entrega de \$550 millones, y donó US\$10 millones al Fondo Nacional de Reconstrucción. Dichos recursos se emplearán para la reconstrucción de escuelas dañadas por la catástrofe.

Fundación Endesa crea fondo especial de ayuda a Chile

El fondo, que contará con 1 millón de euros, será invertido en proyectos específicos y en línea con la tarea de reconstruir la infraestructura educacional dañada por el terremoto.

Asume Vicepresidente Ejecutivo en HidroAysén

El 1 de abril, HidroAysén informó que Daniel Fernández se incorporó como Vicepresidente Ejecutivo de la compañía, ante la renuncia presentada por Hernán Salazar al cargo de Gerente General de la sociedad.



Telegestión

A fines de mayo, la filial Chilectra puso en marcha el proyecto de Red de Distribución Telegestionada (Red D-T), cambio tecnológico que permitirá dar un salto cualitativo en el registro del consumo eléctrico y en la reducción de pérdidas de energía.

Se inaugura el proyecto solar más grande de Chile

Chilectra pone en marcha un total de 264 colectores termo-solares, los que fueron instalados en 740 m² de Clínica Dávila.

Endesa Chile firma contrato de suministro

La filial Endesa Chile y Minera Lumina Copper Chile S.A. formalizaron un contrato de suministro para abastecer de energía eléctrica al proyecto Caserones.

Segundo lugar en VI Ranking RSE 2010

La filial Chilectra se ubicó en esta posición en el ranking organizado por la Fundación PROhumana en conjunto a la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC), el cual destaca a las mejores empresas del país en materia de Responsabilidad Social Empresarial (RSE).

GNL Quintero

Durante septiembre, GNL Quintero alcanzó su capacidad final de 9,6 MMm³/d.

Massimo Tambosco asume como Subgerente General de Enersis

En su sesión celebrada el 29 de septiembre, el Directorio de la compañía aprobó la propuesta del Gerente General de Enersis, Ignacio Antoñanzas, para designar a Massimo Tambosco como Subgerente General a contar del 1 de octubre de 2010.

Enersis y Endesa Chile firman acuerdo Iguala.cl con el Sernam

Ambas empresas suscribieron con el Servicio Nacional de la Mujer, SERNAM, el convenio "Iguala.cl", iniciativa que tiene como objetivo avanzar en la incorporación de buenas prácticas, con el fin de fomentar una cultura laboral que incluya de igual manera a mujeres y hombres.



Empresas más transparentes del mercado chileno

Una destacada posición obtuvieron Enersis y Endesa Chile en el Índice de Transparencia Corporativa ITC 2010, estudio realizado por Inteligencia de Negocios (IdN) y la Facultad de Comunicaciones de la Universidad del Desarrollo. Enersis ocupó el segundo lugar con un indicador de 76,4 puntos, mientras que Endesa Chile se ubicó en la tercera posición con 74,3 puntos.

Central Hidroeléctrica El Quimbo

Enersis a través de Emgesa, filial de Endesa Chile, invertirá US\$837 millones en la construcción de una central que tendrá una capacidad instalada de 400 MW y generará alrededor de 2.216 GWh/año en el mercado colombiano.

EIA Línea de Transmisión Eléctrica Central Hidroeléctrica Los Cóndores – Subestación Ancoa

Endesa Chile sometió al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto LTE Central Hidroeléctrica Los Cóndores, iniciativa que permitirá conectar la futura Central Hidroeléctrica Los Cóndores con el Sistema Interconectado Central (SIC).

Proyecto HidroAysén

Concluido el trabajo de preparación de las respuestas a las observaciones recibidas en el ICSARA N°2, el 28 de octubre de 2010 HidroAysén presentó la Adenda N°2.

Entre las Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan

Por primera vez las empresas del Grupo Enersis en Chile (Enersis, Endesa Chile y Chilectra) participaron en conjunto en el ranking de las 10 Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan, y el resultado fue más que positivo, ubicándose en el octavo lugar. La medición la realiza Fundación Futuro y Revista Ya de El Mercurio.

Reingreso de EIA de Central Hidroeléctrica Neltume

Endesa Chile reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume (490 MW), incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación de la iniciativa.



HidroAysén reduce consultas en tercer ICSARA

El 25 de noviembre de 2010, HidroAysén recibió el ICSARA N°3, con un total de 199 observaciones de parte de los servicios públicos. En esa misma fecha, HidroAysén solicitó la suspensión del plazo de evaluación hasta el 15 de abril de 2011.

Bocamina entra en operación

Desde el 13 de diciembre la Central Termoeléctrica Bocamina se encuentra a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), luego que la compañía colocara en operación la unidad que fuera afectada por el terremoto del 27 de febrero.

Energis anuncia venta de filiales CAM y Synapsis

La compañía aceptó el 20 de diciembre la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee 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 en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.

Línea de Alta Tensión Subestación Neltume-Pullinque

La filial Endesa Chile ingresó el EIA al SEA de la Región de Los Ríos. 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.

Energis y la Municipalidad de Santiago se unen para iluminar con arte 1 km del río Mapocho

Las empresa del Grupo Energis firmaron un convenio con la Municipalidad de Santiago y la artista visual Catalina Rojas, iniciando una alianza público-privada que dará vida al proyecto Museo ArtedeLuz: una plataforma artística y cultural emblemática, gratuita y permanente, basada en proyecciones de obras de arte iluminadas sobre la cuenca y muros de este hito geográfico de la Región Metropolitana.



Principales indicadores financieros y de operación



1. Principales indicadores financieros y de operación

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

	2005 (1)	2006 (1)	2007 (1)	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)
Activo Total	10.253.592	11.062.409	11.437.767	13.781.177	13.210.140	13.005.845
Pasivo Exigible Total	4.857.680	5.322.564	5.792.790	7.752.045	6.833.137	6.491.817
Ingresos de Explotación	3.215.797	3.892.064	4.686.676	6.579.945	6.472.056	6.563.581
EBITDA	1.181.269	1.490.519	1.680.994	2.301.714	2.467.101	2.261.691
Resultado Neto (3)	68.017	285.960	188.376	507.590	660.231	486.227
Índice de Liquidez	0,88	1,17	1,30	1,09	1,17	0,97
Coefficiente de Endeudamiento (4)	0,90	0,93	1,03	1,29	1,07	1,00

Al 31 de diciembre de cada año

	2005	2006	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)
NEGOCIO DE GENERACIÓN						
ARGENTINA						
Número de Trabajadores	311	316	323	325	332	426
Número de Unidades Generadoras	20	20	20	20	20	20
Capacidad Instalada (MW)	3.624	3.639	3.644	3.652	3.652	3.652
Energía Eléctrica Generada (GWh)	12.333	13.750	12.117	10.480	11.955	10.940
Ventas de Energía (GWh)	12.579	13.926	12.406	11.098	12.405	11.378
BRASIL						
Número de Trabajadores	191	196	191	193	200	193
Número de Unidades Generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad Instalada (MW)	1.039	980	987	987	987	987
Energía Eléctrica Generada (GWh)	3.954	4.489	3.954	3.379	3.319	5.095
Ventas de Energía (GWh)	2.898	6.867	7.348	7.093	6.869	6.790
CHILE						
Número de Trabajadores	765	789	841	1.123	1.172	607
Número de Unidades Generadoras	50	50	63	65	110	107
Capacidad Instalada (MW)	4.477	4.477	4.779	5.283	5.650	5.611
Energía Eléctrica Generada (GWh)	18.764	19.973	18.773	21.267	22.239	20.914
Ventas de Energía (GWh)	20.731	20.923	19.212	21.532	22.327	21.847
COLOMBIA						
Número de Trabajadores	326	376	399	404	415	444
Número de Unidades Generadoras	27	28	28	29	29	30
Capacidad Instalada (MW)	2.657	2.779	2.829	2.895	2.895	2.914
Energía Eléctrica Generada (GWh)	11.864	12.564	11.942	12.905	12.674	11.283
Ventas de Energía (GWh)	15.077	15.327	15.613	16.368	16.806	14.817
PERÚ						
Número de Trabajadores	158	200	206	219	224	244
Número de Unidades Generadoras	21	24	24	24	25	25
Capacidad Instalada (MW)	969	1.426	1.468	1.467	1.667	1.668
Energía Eléctrica Generada (GWh)	4.516	6.662	7.654	8.102	8.163	8.466
Ventas de Energía (GWh)	4.600	6.767	7.994	8.461	8.321	8.598

	Al 31 de diciembre de cada año					
	2005	2006	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)
NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN						
ARGENTINA						
Ventas de Energía (GWh)	14.018	14.837	15.833	16.160	16.026	16.759
Número de Clientes	2.165.101	2.195.914	2.227.742	2.262.231	2.305.060	2.352.720
Pérdidas de Energía	11,4%	10,5%	10,7%	10,6%	10,5%	10,5%
Número de Trabajadores	2.338	2.407	2.534	2.590	2.628	2.627
Clientes /Trabajadores	926	912	879	873	877	896
BRASIL						
Ventas de Energía (GWh)	14.753	15.438	16.212	16.689	17.253	18.777
Número de Clientes	4.654.206	4.859.491	5.067.317	5.308.306	5.487.066	5.665.195
Pérdidas de Energía	18,7%	18,0%	17,4%	16,4%	16,8%	16,8%
Número de Trabajadores	2.645	2.726	2.682	2.576	2.533	2.484
Clientes /Trabajadores	1.760	1.783	1.889	2.061	2.166	2.281
CHILE						
Ventas de Energía (GWh)	11.851	12.377	12.923	12.535	12.585	13.098
Número de Clientes	1.404.224	1.437.381	1.483.239	1.533.866	1.579.069	1.609.652
Pérdidas de Energía	5,5%	5,4%	5,9%	5,9%	6,1%	5,8%
Número de Trabajadores	712	708	728	717	731	719
Clientes /Trabajadores	1.972	2.030	2.037	2.139	2.160	2.239
COLOMBIA						
Ventas de Energía (GWh)	10.094	10.755	11.441	11.822	12.114	12.515
Número de Clientes	2.072.864	2.138.497	2.208.559	2.284.855	2.473.747	2.546.559
Pérdidas de Energía	9,4%	8,9%	8,7%	8,1%	8,4%	8,5%
Número de Trabajadores	926	934	931	932	1.017	1.083
Clientes /Trabajadores	2.239	2.290	2.372	2.452	2.432	2.351
PERÚ						
Ventas de Energía (GWh)	4.530	4.874	5.201	5.599	5.716	6.126
Número de Clientes	924.729	951.553	986.451	1.027.750	1.060.508	1.097.533
Pérdidas de Energía	8,6%	8,2%	8,1%	8,2%	8,1%	8,3%
Número de Trabajadores	536	548	544	571	595	553
Clientes /Trabajadores	1.725	1.736	1.813	1.800	1.782	1.985

(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 y 2010 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 y 2010, 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

Razón Social	Enersis S.A.
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	Deloitte Auditores y Consultores Limitada
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 de 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 2010, 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	4.674.519.060	14,32%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1375 de la SVS)	4.116.020.300	12,61%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	1.746.516.863	5,35%
Banco de Chile (por cta. de terceros)	744.345.981	2,28%
Fondos de Inversión Extranjeros	104.941.282	0,32%
Otros Accionistas	1.470.239.506	4,50%
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 2010, 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 2010, era de un 7,937%.

3. Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Al 31 de diciembre de 2010, Enersis era propiedad de 7.674 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 de la SVS)	97.008.000-7	4.116.020.300	12,61%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	1.389.824.663	4,26%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	1.159.008.159	3,55%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	1.018.809.631	3,12%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	961.724.685	2,95%
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	97.004.000-5	744.345.981	2,28%
Banco Itau (por cuenta de inversionistas)	76.645.030-K	422.448.172	1,29%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	343.232.050	1,05%
Banco Santander (por cuenta inv. extranjeros)	97.036.000-K	323.445.566	0,99%
AFP Planvital S.A.	98.001.200-K	143.663.799	0,44%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	134.707.521	0,41%
Subtotal 12 accionistas		30.551.814.000	93,57%
Otros 7.662 accionistas		2.099.352.465	6,43%
TOTAL 7.674 ACCIONISTAS		32.651.166.465	100,00%

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

4. Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2010, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o Razón Social	Acciones al 31/12/2009	Acciones al 31/12/2010	Variación en Número de Acciones
Citibank N.A. (según circular N°1.375 de la SVS)	4.065.137.650	4.116.020.300	50.882.650
AFP Provida S.A.	1.606.241.032	1.389.824.663	-216.416.369
AFP Habitat S.A.	1.329.987.549	1.159.008.159	-170.979.390
AFP Capital S.A.	1.197.500.900	1.018.809.631	-178.691.269
AFP Cuprum S.A.	884.826.791	961.724.685	76.897.894
Banco de Chile (cuenta de terceros)	523.870.821	744.345.981	220.475.160
Banco Itaú (por cuenta de inversionistas extranjeros)	291.557.546	422.448.172	130.890.626
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	377.680.117	343.232.050	-34.448.067
Banco Santander (por cuenta inversionistas extranjeros)	203.635.787	323.445.566	119.809.779
AFP Planvital S.A.	171.591.689	143.663.799	-27.927.890

5. Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas

Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción en Registro de Accionistas	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	vendedor	05/02/09	20.000	185,00	3.698.000	Inversión Financiera	Gerente Tributario
Inmobiliaria Inversiones y Asesorías Quantum Ltda.	78.094.800-0	vendedor	23/03/09	307.902	185,00	56.961.870	Inversión Financiera	Relacionada con Eduardo López Miller Gerente Regional de Aprovisionamiento
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	vendedor	01/06/09	66.000	194,99	12.869.340	Inversión Financiera	Gerente Tributario
Inmobiliaria Inversiones y Asesorías Quantum Ltda.	78.094.800-0	vendedor	14/07/09	307.901	200,19	61.638.957	Inversión Financiera	Relacionada con Eduardo López Miller Gerente Regional de Aprovisionamiento
Jean Paul Zalaquett	8.668.933-2	vendedor	30/12/10	570	215,00	122.550	Inversión Financiera	Gerente Sostenibilidad 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 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 2010 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



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
Law
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 22 de abril de 2010 acordó la remuneración que corresponde al Directorio de Enersis para el ejercicio 2010.

El detalle de los montos pagados al 31 de diciembre de 2010 a los directores de Enersis, en cuanto tales, así como miembros del Comité de Directores y del Comité de Auditoría se indican a continuación:

Al 31 de diciembre de 2010 en miles de pesos

Nombre	Cargo	Período de Desempeño	Directorio de Enersis (*)	Directorio de Filiales	Comité de Directores (*)	Comité de Auditoría (*)	Variable a Cuenta Utilidades 2009	Total
Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	01.01.10 al 31.12.10	55.023		759		100.970	156.752
Andrea Brentan (**)	Vicepresidente	01.01.10 al 31.12.10						0
Rafael Miranda Robredo	Director	01.01.10 al 31.12.10	27.511				65.008	92.519
Hernán Somerville Senn	Director	01.01.10 al 31.12.10	26.743		8.665	1.520	50.485	87.413
Eugenio Tironi Barrios	Director	01.01.10 al 31.12.10	26.750		764		50.485	77.999
Leonidas Vial Echeverría (***)	Director	22.04.10 al 31.12.10	19.138		6.638			25.776
Rafael Fernández Morandé (***)	Director	22.04.10 al 31.12.10	19.138		6.638			25.776
Patricio Claro Grez	Director	01.01.10 al 22.04.10	8.373		2.284	1.520	50.485	62.662
TOTAL			182.676		25.748	3.040	317.433	528.897

Notas:

(*) Montos brutos.

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

(***) Director desde el 22/04/2010

Los directores Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé fueron designados miembros del Comité de Directores en sesión del 23 de abril de 2010.

Se hace presente que la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 22 de abril de 2010 aprobó reformular el Título Quinto de los Estatutos Sociales en orden a fusionar el Comité de Directores con el Comité de Auditoría.

Ninguno de los directores de esta compañía se desempeñaba o se ha desempeñado durante el ejercicio 2010 como director en sociedades filiales de la sociedad.

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 2010, 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. Al 1 de enero de 2010 integraban el Comité de Directores de Enersis don Pablo Yrarrázaval Valdés (relacionado al controlador), don Hernán Somerville Senn (relacionado al controlador) y don Patricio Claro Grez (independiente del controlador), siendo su Presidente don Pablo Yrarrázaval Valdés y Secretario del mismo don Domingo Valdés Prieto. A su vez, en sesión de 23 de abril de 2010 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores a los señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé, quienes son sus actuales integrantes. En la mencionada sesión, el Directorio designó a don Leonidas Vial Echeverría como Experto Financiero. De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de igual fecha designó Presidente del mismo a don Hernán Somerville Senn y Secretario, a don Domingo Valdés Prieto.

2.1. Informe anual de gestión

El Comité de Directores sesionó once veces durante el año 2010.

En su **primera sesión** del ejercicio, efectuada el 27 de enero de 2010, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la compañía al 31 de diciembre de 2009, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los Informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas. Además, el Comité de Directores tomó conocimiento formal del informe preparado por los Auditores Externos sobre giro bancario y correduría de dinero, conforme a lo establecido en la Circular Conjunta N°960 de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras y de Valores y Seguros, así como de la carta de control interno de Enersis S.A. de fecha 27 de enero de 2010, preparada por los auditores externos Deloitte & Touche, de conformidad al Oficio Circular N°422 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El Comité de Directores acordó proponer al Directorio a fin que éste, a su vez, proponga a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación de la firma de Auditores Externos Independientes Deloitte & Touche para el ejercicio 2010. También se acordó proponer 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 año 2010. Aprobó una proposición de presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2010 y decidió someter esa proposición al Directorio y a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A. El Comité de Directores, asimismo, aprobó 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 2009, así como los gastos en que hubiera incurrido, incluidos los de sus asesores, durante dicho periodo. Por último, se acordó el procedimiento de solicitud de información al Directorio y comunicación de acuerdos al Directorio conforme a lo dispuesto en la Ley N°20.382, que introduce Perfeccionamientos a la Normativa que regula los Gobiernos Corporativos. Se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante diciembre de 2009.

En su **segunda sesión**, desarrollada el 26 de febrero de 2010, el Comité de Directores declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes ejecutivos principales y trabajadores de la compañía. Se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante enero de 2010.



En su **tercera sesión**, que tuvo lugar el 31 de marzo de 2010, se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante febrero de 2010.

La Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 22 de abril de 2010 aprobó reformular el Título V de los Estatutos Sociales, en orden a fusionar el Comité de Directores con el Comité de Auditoría, con el objeto de reflejar los cambios y requisitos de independencia introducidos por la Ley de Perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos al artículo 50 bis de la Ley de S.A. y adicionalmente exigir a los miembros del Comité el cumplimiento de los requisitos de independencia previstos por la SOX, la SEC y la NYSE. De esta forma, las funciones previstas en la SOX se radicaron en el Comité de Directores y así el Comité de Directores y el Comité de Auditoría operarían fusionadamente de forma de evitar una innecesaria duplicidad en el ejercicio de las funciones de tales órganos societarios, todo ello, respetando los requisitos legales y reglamentarios impuestos a la compañía por la legislación nacional y por la legislación de los Estados Unidos de América. Enersis S.A., como emisor de American Depositary Shares (ADS), registrados ante la Securities and Exchange Commission (SEC), y como emisor de bonos también registrados ante la SEC estadounidense, se encuentra sujeto a la legislación de dicho país, en especial, a la Ley Sarbanes Oxley (SOX) y normativa aplicable de la SEC y la NYSE, las cuales exigen que la sociedad tenga en funcionamiento un Comité de Auditoría, el que se había creado por el Directorio en julio de 2005, habiéndole asignado las funciones requeridas por la normativa estadounidense. Por otro lado, el actual artículo 50 Bis de la Ley de S.A. asimila sustancialmente los requisitos de independencia exigidos y las funciones y deberes que dicho artículo le asigna al Comité de Directores, a los requisitos de independencia y deberes y funciones que la Ley Sarbanes Oxley impone al Comité de Auditoría. Por ello, y en atención a todo lo anterior, en sesión celebrada el 23 de abril de 2010, el Directorio acordó fusionar el Comité de Auditoría con el Comité de Directores.

Atendido que en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010 se renovó el Directorio de la compañía, en la misma sesión de 23 de abril de 2010, el Directorio designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a los señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé, todos independientes del controlador.

Por su parte, el Comité de Directores de Enersis, en su **sesión de fecha 23 de abril de 2010**, acordó designar Presidente del mismo a don Hernán Somerville Senn y Secretario de dicho órgano societario a don Domingo Valdés Prieto. En esa misma sesión, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la compañía al 31 de marzo de 2010, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes. Además, se examinó y aprobó el plan de auditoría anual presentado por el auditor externo Deloitte & Touche Sociedad de Auditores y Consultores Limitada. En la referida sesión se examinaron distintos servicios a ser prestados por auditores externos diversos de la auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa. Se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante marzo de 2010.

En su **quinta sesión** del ejercicio, efectuada el 26 de mayo de 2010, el Comité de Directores declaró examinadas las estructuras y procedimientos de control interno de Enersis S.A., establecidos para el reporte financiero del emisor, de acuerdo con la Sección 404 de Sarbanes Oxley Act. Asimismo, se aprobó el texto del Formulario 20-F y proponer al Directorio que se 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 de dicha autoridad relacionados con la emisión de valores en dicho país. En la misma sesión se acordó tomar conocimiento de la derogación del Reglamento del Comité de Auditoría y de su reemplazo por la delegación de funciones efectuada por el Directorio de Enersis S.A. con fecha 23

de abril de 2010, así como adaptar la política de contratación de ex empleados de empresas de auditoría externa, aprobada en su momento por el Comité de Auditoría, a las exigencias del Comité de Directores. Se examinaron distintos servicios a ser 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. Se analizaron las denuncias recibidas a través del Canal Ético y el tratamiento dado a las mismas. Se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante el mes de abril de 2010.

En su **sexta sesión**, realizada el 24 de junio de 2010, se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante mayo de 2010.

En su **séptima sesión**, desarrollada el 27 de julio de 2010, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la compañía al 30 de junio de 2010, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como el Informe de los Auditores Externos. Se declararon examinadas las operaciones celebradas por la compañía con personas relacionadas durante junio de 2010.

En su **octava sesión**, celebrada el 29 de septiembre de 2010, se examinaron distintos 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.

En su **novena sesión**, efectuada el 27 de octubre de 2010, el Comité de Directores examinó los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de septiembre de 2010, 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, manifestando su conformidad con los mismos. Además, se examinaron servicios a ser 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.

En su **décima sesión**, celebrada el 30 de noviembre de 2010, el Comité de Directores acordó dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de Enersis S.A., de fecha 19 de noviembre de 2010, preparada por los Auditores Externos de la compañía, Deloitte & Touche a que se refiere la Circular N°980 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Asimismo, se acordó proponer la contratación de una empresa externa que analice las observaciones planteadas por los auditores externos en la referida Carta de Control Interno y colabore en la resolución de este asunto con prontitud y solvencia. Se analizaron las denuncias recibidas a través del Canal Ético y el tratamiento dado a las mismas.

En su **undécima sesión**, efectuada el 17 de diciembre de 2010, el Comité de Directores aprobó 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 2010, 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 2011.

En conclusión, durante 2010, el Comité de Directores de Enersis S.A. se ocupó cabalmente de las materias que precisa el artículo 50° bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y analizó y contribuyó 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 22 de abril de 2010. Dicho Comité no ha requerido la contratación de asesorías de profesionales para el desarrollo de sus funciones.



3. Principales Ejecutivos

GERENTE GENERAL (1)

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

SUBGERENTE GENERAL (2)

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

GERENTE DE AUDITORÍA (3)

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

FISCAL (4)

Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile
y Master of Law
University of Chicago
Rut: 6.973.465-0

GERENTE REGIONAL DE COMUNICACIÓN (5)

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

GERENTE DE RECURSOS HUMANOS (6)

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

GERENTE REGIONAL DE FINANZAS (7)

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

GERENTE REGIONAL DE SERVICIOS GENERALES (8)

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

GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD (9)

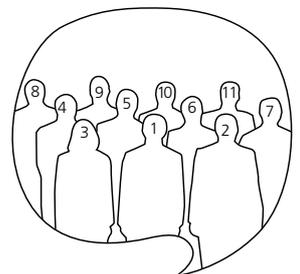
Ángel Chocarro García
Licenciado en Ciencias
Económicas y Empresariales
Universidad del País Vasco
Rut: 14.710.692-0

GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO (10)

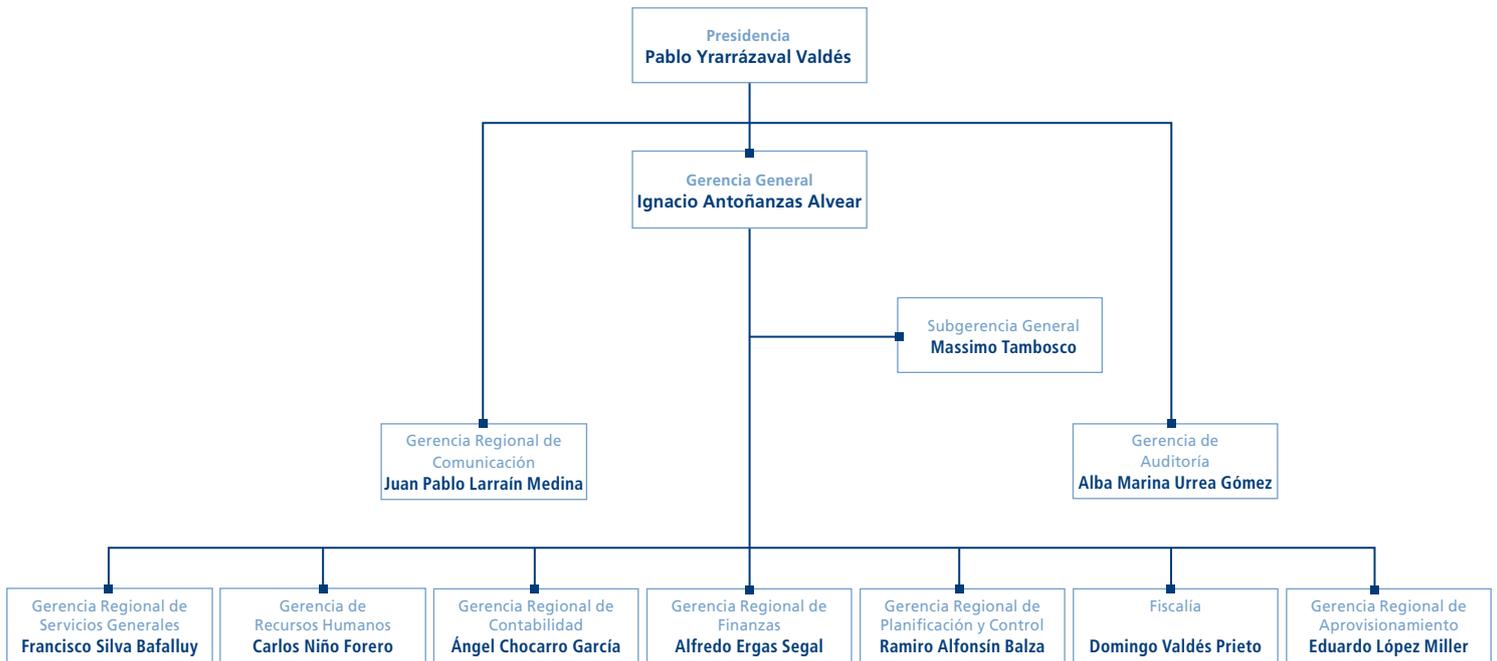
Eduardo López Miller
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad
Católica de Valparaíso
Rut: 7.706.387-0

GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL (11)

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



4. Estructura organizacional



4.1. Remuneración a los Gerentes y Principales Ejecutivos

La remuneración total percibida durante el ejercicio 2010 por los gerentes y principales ejecutivos asciende a la cantidad de \$2.751 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 2010, 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 2010, Enersis efectuó pagos por indemnización por años de servicio a los ejecutivos principales de la empresa por \$8 millones.

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

José María Hidalgo Martín-Mateos

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad Santiago de Compostela

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

Cristián Herrera Fernández

Ingeniero Civil Industrial

Pontificia Universidad Católica de Chile

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





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 2010, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enersis (1)	11	295	103	409
Endesa Brasil (2)	25	2.395	345	2.765
Endesa Chile (3)	42	2.152	178	2.372
Chilectra (4)	10	563	146	719
Edesur	11	1.816	800	2.627
Edelnor	8	446	99	553
Codensa (5)	11	1.032	40	1.083
Synapsis (6)	6	349	32	387
CAM (7)	8	973	332	1.313
Manso de Velasco (8)	1	25	10	36
Total general	133	10.046	2.085	12.264

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: Chilectra, Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.
- (5) Incluye: Codensa y Empresa Electrica Cundinamarca.
- (6) Incluye: Synapsis Argentina, Synapsis Brasil, Synapsis Chile, Synapsis Colombia y Synapsis Perú.
- (7) Incluye: Cam Argentina, Cam Brasil, Cam Chile, Cam Colombia, Cam Perú y Sistemas SEC.
- (8) Incluye: Aguas Santiago Poniente, Const. y Proyecto Los Maitenes .

2. Satisfacción de los empleados

En circunstancias de la modificación al Código del Trabajo y la entrada en vigencia de la Política de Prevención de Alcohol y Drogas, en enero de 2010 entró en vigencia una nueva versión del Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad, el cual considera entre otros, la descripción de los cargos.

Producto de la catástrofe originada por el terremoto del 27 de febrero de 2010 y, con el fin de colaborar con los trabajadores que fueron afectados, la compañía dispuso de un Programa de Ayuda consistente en medidas encaminadas a cubrir las necesidades más urgentes.

Como parte del compromiso con la calidad de vida de sus trabajadores y sus familias, a partir de este año se puso en marcha una serie de beneficios en el marco de las Buenas Prácticas Laborales, que se hicieron extensivas a todas las empresas del Grupo en Chile. Destacan entre éstas, el regreso paulatino del postnatal para las madres que trabajan y reducción de jornada para el día de cumpleaños, entre otras.

En el marco de las buenas prácticas laborales, se realizaron interesantes charlas de Escuela para Padres y se distinguió a los hijos de trabajadores que sobresalen por un impecable rendimiento académico.

En esta misma línea, más de 60 niños participaron de la primera actividad en que los hijos de trabajadores conocen de forma entretenida y lúdica el lugar de trabajo de sus padres "Conociendo el Trabajo de mis Padres".

En una jornada realizada en el Estadio del Grupo Enersis, los trabajadores y sus familias celebraron el Bicentenario de Chile, en la cual, pudieron disfrutar de una serie de actividades artísticas y recreativas.



En el marco de la Política de Diálogo Social, Endesa Chile firmó el Convenio Colectivo con los Sindicatos de Trabajadores Profesionales, el cual entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2010.

Asimismo, el 21 de diciembre, CAM Chile firmó el Contrato Colectivo con el Sindicato de Especialistas y Administrativos, por un periodo de tres años.

Durante el mes de noviembre se realizaron las Olimpiadas del Grupo en Chile, teniendo como finalidad una competencia de integración y amistad de los trabajadores.

Con una jornada mágica se vivió en diciembre, la Fiesta de Navidad del Grupo en Chile.

Como todos los años se realizaron los Programas de Verano e Invierno para los hijos de Trabajadores,

Como una forma de reconocer el esfuerzo y dedicación de los trabajadores que han cumplido una amplia trayectoria en la compañía, se realizó la tradicional Celebración de Años de Servicio, la que este año distinguió a 90 trabajadores que cumplieron entre 20 y 45 años de permanencia en la organización.

3. Seguridad y salud laboral

En abril, se efectuó un homenaje de Chilectra a sus Empresas Colaboradoras, encuentro convocado para agradecer a todos los trabajadores de Chilectra y de sus empresas colaboradoras, el esfuerzo y entusiasmo que demostraron para lograr una pronta reposición del servicio eléctrico en la Región Metropolitana, tras el terremoto que afectó a Chile en febrero.

Con el slogan 'Yo cuido mi corazón', la empresa celebró en agosto el mes de este importante órgano.

Enmarcado en la celebración de la tercera versión de la Semana Internacional de la Seguridad y en conjunto con la Mutual de Seguridad, se realizó entre el 8 y el 12 de noviembre el Programa Preventivo para Equipos de Izaje. El Programa contempla proyectos eléctricos de Generación y Distribución, de este modo, el plan busca entregar las herramientas necesarias para llevar a cabo las respectivas tareas en forma segura.

Se desarrolló la Semana de la Seguridad y la Feria de la Salud, que consideró entre sus actividades un encuentro con los comités paritarios, con el objetivo de reflexionar respecto de la importancia que representa alcanzar la meta de cero accidentes en los lugares de trabajo.

En el marco del 48° aniversario del Concurso Nacional Anual de Seguridad, el Consejo Nacional de Seguridad, premió a Endesa Chile e Ingendesa. Ambas compañías fueron galardonadas por sus permanentes esfuerzos realizados en materia de seguridad y prevención de riesgos. Además, la filial de ingeniería fue destacada por alcanzar un millón de horas-hombre libres de accidentes.

Se destacó a Túnel el Melón por haber obtenido la Certificación en Seguridad y Salud Ocupacional.

Con la finalidad de desarrollar las habilidades necesarias para la administración de riesgos laborales, se realizó la Primera Edición 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.

4. Gestión de personas

Con la finalidad de proveer un modelo de gestión de administración de personal y de nómina, capaz de gestionar de forma eficiente los procesos empresariales, así como, unificar la información procedente de todas las compañías del Grupo, se desarrolló el Proyecto Pago en Chile, sistema creado para procesar las remuneraciones de nuestras compañías.

La Gerencia de Recursos Humanos, con la finalidad de potenciar el desarrollo profesional y abrir nuevos espacios de crecimiento a los trabajadores dentro de la organización, promueve la Movilidad Interna. Para ello, se han puesto en marcha numerosas acciones destinadas a dar un cambio a la cultura organizacional. Entre las mismas, cabe destacar las encaminadas a cubrir las necesidades de contratación mediante convocatorias internas de vacantes.

Las empresas del Grupo asumieron el desafío de proporcionar puestos de trabajo para la integración de personas con discapacidad. Producto de lo anterior, en 2010 se dio inicio a un proyecto piloto que tiene el nombre de "Entrada", el cual dio comienzo con una primera fase de sensibilización destinada a aquellas áreas que juegan un papel más destacado en las nuevas contrataciones.

La Gerencia de Recursos Humanos tuvo una destacada participación en Ferias Laborales 2010, confirmando, con ello, el alto grado de admiración y reputación.

Como estrategia para generar interés entre los jóvenes talentos y posicionarnos como una empresa atractiva para trabajar, se desarrolló el Programa de Atracción del Talento Universitario. Esta pionera iniciativa, invita a los mejores estudiantes de cada promoción a que conozcan en profundidad las oportunidades laborales de desarrollo profesional y, las importantes ventajas que ofrece la empresa en relación a otras empresas del mercado laboral.

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 2010, se llevo a cabo el Proyecto de Certificación de Competencias Laborales. Este mantiene el desafío de proporcionar a la industria eléctrica de un catálogo de competencias laborales que establezca los conocimientos, habilidades y destrezas que deben tener las personas para desempeñarse con seguridad en los sistemas de distribución

Se concluyó el Proceso de Construcción de Planes de Desarrollo Individual (PDI) para los participantes del proceso de Gestión del Potencial, el que comenzó en noviembre del 2009 y que continuó el 2010 con la materialización de éstos.

Durante los meses de octubre y noviembre, se desarrolló a nivel país, la evaluación de comportamientos a partir del Modelo BARS (Behaviorally Anchored Rating Scales) . Esta acción es la primera instancia de evaluación a nivel país y, por lo tanto, de todos los miembros del Grupo, bajo un mismo modelo.

El Trato Justo constituye un tema relevante para la implantación de futuras acciones y estrategias destinadas a la mejora del clima laboral dentro de la empresa. Consecuente con lo anterior, Recursos Humanos organizó “Talleres de Trabajo” sobre Trato Justo. La Subgerencia de Desarrollo es la encargada de recopilar toda la información obtenida y conocer lo que los trabajadores entienden por Trato Justo, las prácticas y beneficios más relevantes para ellos, así como ideas y propuestas relacionadas con esta área.

Enmarcado dentro del Plan de Desarrollo Sostenible, en su dimensión social, donde están ya establecidos objetivos estratégicos relacionados con el compromiso, la diversidad y la conciliación, se constituyó a fines de julio, el equipo de trabajo para la definición del Plan de Responsabilidad Social Corporativa en materia de Recursos Humanos (Plan Senda). Este Plan incorporará la definición de líneas estratégicas, objetivos y planes específicos globales de acción.

En el marco de la política de Sostenibilidad del Grupo y en línea con uno de los siete compromisos por un Desarrollo Sostenible, Enersis y Endesa Chile firmaron el acuerdo iguala.cl con el Servicio Nacional de la Mujer, SERNAM. Este convenio tiene como objetivo avanzar en la incorporación de buenas prácticas, con el fin de fomentar una cultura laboral que incluya de igual manera a mujeres y hombres.

La Revista Ya del diario El Mercurio y la Fundación Chile Unido, publicaron el ranking de las Mejores Empresas para Padres y Madres que Trabajan, obteniendo el Grupo Enersis el octavo lugar. En esta instancia son distinguidas las compañías que cuentan con las mejores políticas en el área de la conciliación laboral y familiar y, a la vez, promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores.

5. Acción educativa

Con el objetivo de gestionar el conocimiento, el Campus Latam continúa a buen ritmo 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 desarrollado a lo largo de los años.

Para potenciar los conocimientos técnicos, orientados a la mejora continua de la calidad y la eficiencia en el trabajo, fue inaugurado un nuevo Centro de Formación (CTF), destinado a potenciar las habilidades, destrezas y competencias laborales de los trabajadores, así como para garantizar la calidad de los procesos productivos.

Durante el segundo semestre de 2010, se llevó a cabo el Programa de Formación “Visión de Negocios” para trabajadores de Recursos Humanos. Se trató de un innovador programa que ofreció una visión global de las actividades de las distintas líneas del negocio, permitiendo conocer en detalle las principales líneas estratégicas, obteniendo de este modo un conocimiento global de los aspectos centrales de los negocios de generación y distribución eléctrica de las empresas del Grupo. Este programa cuenta con tres etapas: módulos e-learning, módulos teóricos, y realización de visitas técnicas, con salidas a terreno.



Transacciones bursátiles



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 (BCS)

Durante 2010, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 5.319 millones de acciones, lo que equivale a \$1.169.653 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$217,42.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio Promedio (pesos)
1er Trimestre 2008	2.629.967.374	369.032.945.308	140,32
2do Trimestre 2008	2.353.763.372	407.183.479.315	172,99
3er Trimestre 2008	1.810.012.396	312.772.735.787	172,80
4to Trimestre 2008	2.815.324.441	479.160.238.375	170,20
Total 2008	9.609.067.583	1.568.149.398.785	
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	

1.2. Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron durante el año 621 millones de acciones, lo que equivale a \$137.352 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$216.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio Promedio (pesos)
1er Trimestre 2008	528.349.339	76.278.908.151	144,37
2do Trimestre 2008	281.269.910	48.515.676.390	172,49
3er Trimestre 2008	222.175.773	38.114.037.557	171,55
4to Trimestre 2008	277.018.070	46.733.014.629	168,70
Total 2008	1.308.813.092	209.641.636.727	
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	

1.3. Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año 19 millones de acciones, lo que equivale a \$4.109 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$216,5.

Periodos	Unidades	Montos (pesos)	Precio Promedio (pesos)
1er Trimestre 2008	12.601.763	1.826.943.424	144,98
2do Trimestre 2008	20.095.015	3.470.065.340	172,68
3er Trimestre 2008	4.196.431	727.400.548	173,34
4to Trimestre 2008	13.461.949	2.310.726.034	171,65
Total 2008	50.355.158	8.335.135.346	
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	

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 de 50 acciones y su nemotécnico es ENI. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco de Chile como custodio en nuestro país. Durante 2010, en los Estados Unidos de América se transaron 82 millones de ADS lo que equivale US\$1.773 millones. El precio del ADS cerró en US\$ 23,22.

Periodos	Unidades	Montos (dólares)	Precio Promedio (dólares)
1er Trimestre 2008	30.348.500	459.142.457	15,13
2do Trimestre 2008	18.772.700	344.723.090	18,36
3er Trimestre 2008	25.112.963	418.886.734	16,68
4to Trimestre 2008	34.750.666	467.921.193	13,47
Total 2008	108.984.829	1.690.673.474	
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	18,31
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	

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. La unidad de contratación para la compañía es de 50 acciones y su nemotécnico es XENI. Santander Central Hispano Investment S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander como custodio en Chile. Durante el 2010, se transaron 451 mil unidades de contratación, lo que equivale a 7,2 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 17,5 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio Promedio (euros)
1er Trimestre 2008	574.208	6.082.911	10,59
2do Trimestre 2008	317.115	3.703.245	11,68
3er Trimestre 2008	349.868	3.917.120	11,20
4to Trimestre 2008	243.642	2.472.402	10,15
Total 2008	1.484.833	16.175.678	
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	

2. Información de mercado

Durante 2010, el mercado accionario chileno exhibió un alto desempeño respecto a otras bolsas del mundo, debido a la recuperación de la economía local posterior a la crisis financiera mundial, lo cual, se desarrolló a pesar de los negativos efectos que produjo el terremoto durante los primeros meses de 2010 en gran parte del territorio, afectando a múltiples industrias. Durante los últimos dos años, los títulos de Enersis han mostrado un desempeño positivo en los mercados en los que efectúa transacciones, aún bajo el entorno económicamente complejo que caracterizó este período.

2.1. Bolsa de Comercio de Santiago (BCS)

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:

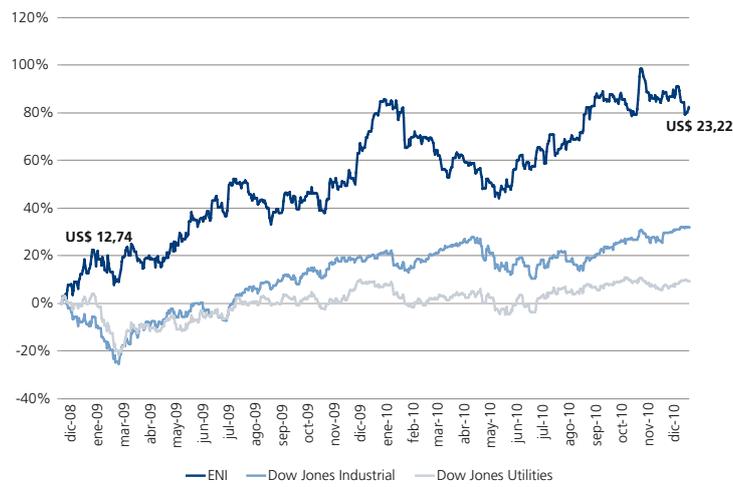
Variación	2009	2010	Acumulada 2009-2010
Enersis	40,2%	-5,8%	32,0%
IPSA	50,7%	37,6%	107,4%



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	2009	2010	Acumulada 2009-2010
ENI	79,4%	1,6%	82,3%
Dow Jones Industrial	18,8%	11,0%	31,9%
Dow Jones Utilities	7,3%	1,8%	9,2%



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 Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice IBEX.

Variación	2009	2010	Acumulada 2009-2010
XENI	77,1%	8,5%	92,1%
IBEX	29,8%	-17,4%	7,2%



An aerial night view of a city, likely Santiago, Chile, with a large white speech bubble overlay. The city lights are visible against the dark sky, and a prominent building is illuminated in the foreground. The speech bubble is positioned in the upper left quadrant of the image.

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 2011 y 2010.

1. Política de dividendos del año 2011

1.1. 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.:

1.2. 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.

1.3. 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 del año 2010 ⁽¹⁾ ⁽²⁾

2.1. Generalidades

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

2.2. Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2010, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en diciembre de 2010.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2011, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 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 o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 27 de octubre de 2010, Enersis S.A., informó lo siguiente:

“De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N°8.045, 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 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 30.09.2010.

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.

Igualmente, de acuerdo a lo dispuesto por esa Superintendencia en Circular N°660/86, tengo el agrado de enviar a Ud. Formulario N° 1 que da cuenta de la información relativa al dividendo provisorio acordado, cuya distribución y pago ha sido acordada por el Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada con esta fecha”.

(2) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 28 de febrero 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 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 representaría un reparto total ascendente a \$243.113.407.000 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2010.

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

3. Utilidad distribuable del ejercicio 2010

La utilidad distribuable del ejercicio 2010, se indica a continuación:

	Millones de \$
Utilidad del Ejercicio *	486.227
Utilidad Distribuable	486.227

* 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
72	Definitivo	14/04/05	20/04/05	0,416540	2004
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



Política de inversión y
financiamiento 2010



La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, 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 afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.
- Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.
- Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

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

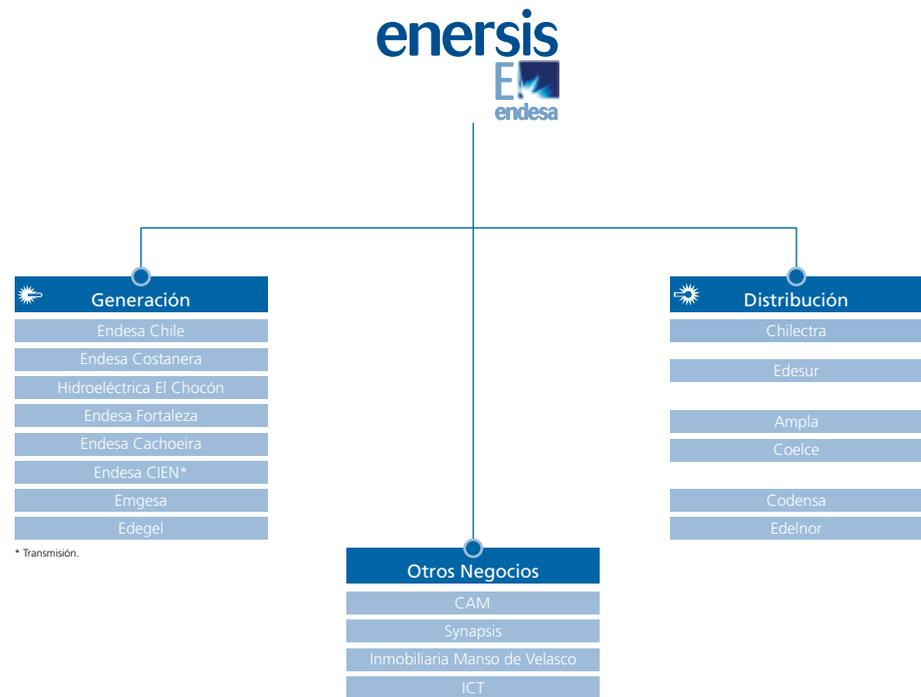
Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis las acciones representativas de los aportes que esta efectúe a su filial Chilectra S.A.

The image shows two utility workers in profile, facing each other. They are wearing white hard hats with the 'soy hermano' logo, which features a stylized hand with the colors of the Brazilian flag. They are also wearing grey work shirts with red reflective stripes on the sleeves. The background consists of a clear blue sky and several wooden utility poles with multiple cross-arms and insulators, typical of a power substation. A large white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text 'Negocios de la compañía'.

Negocios
de la compañía



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 estas, 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 uno de los grupos eléctricos privados 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 materia de tecnología, de la información e informática, telecomunicaciones, transmisión de datos.

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 Eléctricas 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 uno de los principales grupos eléctricos privados de América Latina.



2000

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

2001

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

An aerial photograph of a large dam and reservoir. The dam is a long, dark structure with several spillways, situated in a valley. The reservoir is a large body of water with a turquoise hue, surrounded by lush green hills and mountains. The sky is overcast with grey clouds. A white circular graphic is overlaid on the left side of the image, containing the text.

Inversiones y actividades financieras





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 \$194 mil millones en 2010, de los cuales \$116 mil millones fueron incurridos en Chile y \$77 mil millones fuera del país, mientras que en 2009, estos gastos totalizaron \$395 mil millones, de los cuales \$313 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

En Chile nuestras principales inversiones durante 2010 estuvieron concentradas en la construcción de la Central Bocamina II. En la región, nuestro principal proyecto de inversión fue el comienzo 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 2010 incurrimos en gastos de capital por \$440 mil millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, como también para ayudar a reducir pérdidas de energía. De este total, \$36 mil millones fueron incurridos en Chile y \$404 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2009, incurrimos en gastos de capital por \$394 mil millones para atender nuevos clientes, reducir pérdidas de energía, mantener equipos y redes, y mejorar la calidad del servicio, de los cuales \$46 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2010, Chilectra realizó inversiones por un total de \$36 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.

La compañía continuó con los cambios de tensión desde 12 kV a 23 kV, incorporando una capacidad de 24 MVA en Media Tensión. En 2010, cuatro nuevas subestaciones fueron adicionadas a la red; Apoquindo, Andes, Club Hípico y La Reina.

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 Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones principalmente relacionadas a importantes obras de infraestructura eléctrica, incluyendo el aumento de capacidad de una línea de alta tensión entre Costanera y la subestación Bosques, y la expansión de las subestaciones Quilmes y Don Bosco, beneficiando a más de 380.000 clientes de los distritos de Avellaneda, Quilmes, Florencio Varela y Berazategui.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a \$239 mil millones, lo que representó un aumento de 28% respecto del monto invertido durante 2009.

En particular, Ampla realizó inversiones por un total de \$114 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 \$125 mil millones, con especial foco en 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. Este programa continuó durante 2010, resultando en 16.865 nuevos clientes conectados a la red de Baja Tensión, con una inversión estimada en 111 millones de reales.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron \$79 mil millones en proyectos dirigidos principalmente 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 continuidad y calidad del suministro de energía.

Entre las inversiones realizadas por Codensa podemos destacar la construcción de una nueva subestación de 120 MVA destinada a servir el área del Aeropuerto Internacional El Dorado y el pueblo de Engativá, y la expansión en la capacidad de proceso de las subestaciones Fontibón y Sesquilé.

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.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de \$33 mil millones enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, 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 del capital por US\$525 millones aproximadamente. En el mismo año, 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 el año 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 accionarial 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.

2.1. Finanzas nacionales

Enersis y Endesa Chile cuentan al cierre de 2010 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$209 millones y US\$509 millones, respectivamente.

Enersis y Endesa Chile y sus filiales en Chile, cuentan al cierre de 2010 con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un equivalente a US\$262 millones y US\$219 millones, respectivamente.

Durante 2010, 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 2010 permanecían sin utilizarse 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 en Chile terminaron con una caja disponible de US\$781 millones, correspondiendo a Enersis la suma de US\$362 millones y a Endesa Chile US\$418 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Enersis a diciembre de 2010, ésta alcanzó a US\$7.579 millones. De este monto, US\$3.704 millones corresponden a Endesa Chile consolidado. Esta deuda está compuesta principalmente por deuda bancaria, bonos locales e internacionales. Cabe señalar que la caja consolidada de Enersis finalizó en US\$2.052 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US\$5.527 millones.



En cuanto a financiamientos de Endesa Chile, la compañía realizó prepagos de sus créditos rotativos, cuyos agentes son Caja Madrid y The Bank of Tokyo Mitsubishi, por un total de US\$450 millones durante 2010, los cuales se encontraban totalmente utilizados a fines de 2009. El crédito correspondiente a Caja Madrid, de US\$250 millones, venció en noviembre de 2010. Este había sido contratado por Endesa Chile el 2004 y estaba sin utilizar al momento de su vencimiento.

2.2. Finanzas internacionales

Durante 2010, la economía mundial continuó recuperándose, sustentada por el fuerte dinamismo de las economías emergentes, a diferencia de las economías desarrolladas que mantuvieron un crecimiento acotado y con ciertas dudas respecto a cuan sostenible será su recuperación. En esta misma línea, las filiales extranjeras del Grupo Enersis continuaron el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo e incluso mejorando los niveles de tasa de interés.

En 2010 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un total equivalente a 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.

2.3. Principales operaciones financieras concretadas durante 2010

2.3.1. Argentina

Endesa Costanera refinanció vencimientos de 2010 por aproximadamente US\$72 millones con créditos bancarios. Dentro de estos refinanciamientos, destacó la refinanciación de US\$28 millones de vencimientos con Mitsubishi Corporation y US\$8,6 millones con Credit Suisse. Hidroeléctrica El Chocón contrató un crédito sindicado por US\$22 millones a 3,5 años, lo que le permitió refinanciar anticipadamente su deuda de corto plazo e incrementar la vida media. Se contrataron coberturas de tipo de cambio a través de forward por un monto total de US\$29 millones para traspasar deuda desde dólares a moneda local. Edesur, por su parte, refinanció anticipadamente dos préstamos, por aproximadamente US\$8 millones, lo que permitió alargar la vida media de su deuda.

2.3.2. Brasil

Coelce refinanció vencimientos del año por US\$46 millones. Cabe destacar que durante 2010, IFC solicitó la ejecución de la put option que poseía sobre un 2,7% de Endesa Brasil. El pago fue realizado durante enero de 2011.



2.3.3. Colombia

Codensa emitió bonos por un total de US\$116 millones a 3 y 6 años. 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 contrataron líneas de crédito comprometidas por un total de US\$180 millones con vigencia de 4 años. Por otro lado, se realizó la primera colocación de papeles comerciales por US\$39 millones para financiar vencimientos de corto plazo y emitió bonos locales por US\$309 millones con plazos entre 5 y 15 años.

2.3.4. Perú

Edelnor colocó bonos locales por aproximadamente US\$36 millones, utilizados para refinanciar vencimientos de deuda. Edegel realizó emisiones de bonos por US\$20 millones y contrató un préstamo por US\$61 millones a un plazo de siete años, cuyos recursos fueron utilizados para refinanciar anticipadamente deuda con vencimientos en 2012. Se contrataron instrumentos de cobertura de tipo de cambio y tipo de interés por un total de US\$39 millones.

2.4. Política de cobertura

2.4.1. Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (dólar), y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. Durante 2010, 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 swaps de moneda por aproximadamente US\$400 millones para cubrir el riesgo de tipo de cambio de un bono local emitido en Unidades de Fomento (UF) y que fueron transformados a dólares, que es la moneda en la cual están denominados los ingresos de la filial. Además, contrató forwards por US\$85 millones para cubrir el riesgo de tipo de cambio de los desembolsos futuros de la construcción de la planta 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\$389 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 y swaps de tipo de cambio por US\$38 millones para redenominar deuda 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 2010 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 51,4%.

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.

El perfil crediticio de Enersis ha continuado fortaleciéndose en 2010, con avances en la posición de liquidez y reducciones en el nivel de apalancamiento. La positiva perspectiva del perfil financiero y operacional de Enersis se ha reflejado en una mejora realizada durante enero de 2010 por Fitch Ratings sobre la calificación corporativa para deuda denominada en moneda extranjera y local, así como sobre los Bonos Yankee, desde BBB a BBB+. Simultáneamente, realizó una mejora a la clasificación doméstica desde AA- a AA. En esta misma línea, en febrero de 2010, la clasificadora de riesgo Standard and Poor's elevó la clasificación internacional de crédito corporativa y de deuda senior de Enersis a BBB+ desde BBB, con perspectiva estables.

También es importante señalar que el 29 de septiembre de 2010, Moody's ubicó bajo revisión el rating corporativo Baa3 actual para la deuda de Enersis denominada en moneda extranjera para un posible upgrade.

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, y sus filiales operacionales permanecen financieramente fuertes y con posición de liderazgo en sus mercados.

3.1 Clasificación internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch Ratings
Corporativa	BBB+, estable	Baa3, (+)*	BBB+, estable

Nota: *Bajo revisión.

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

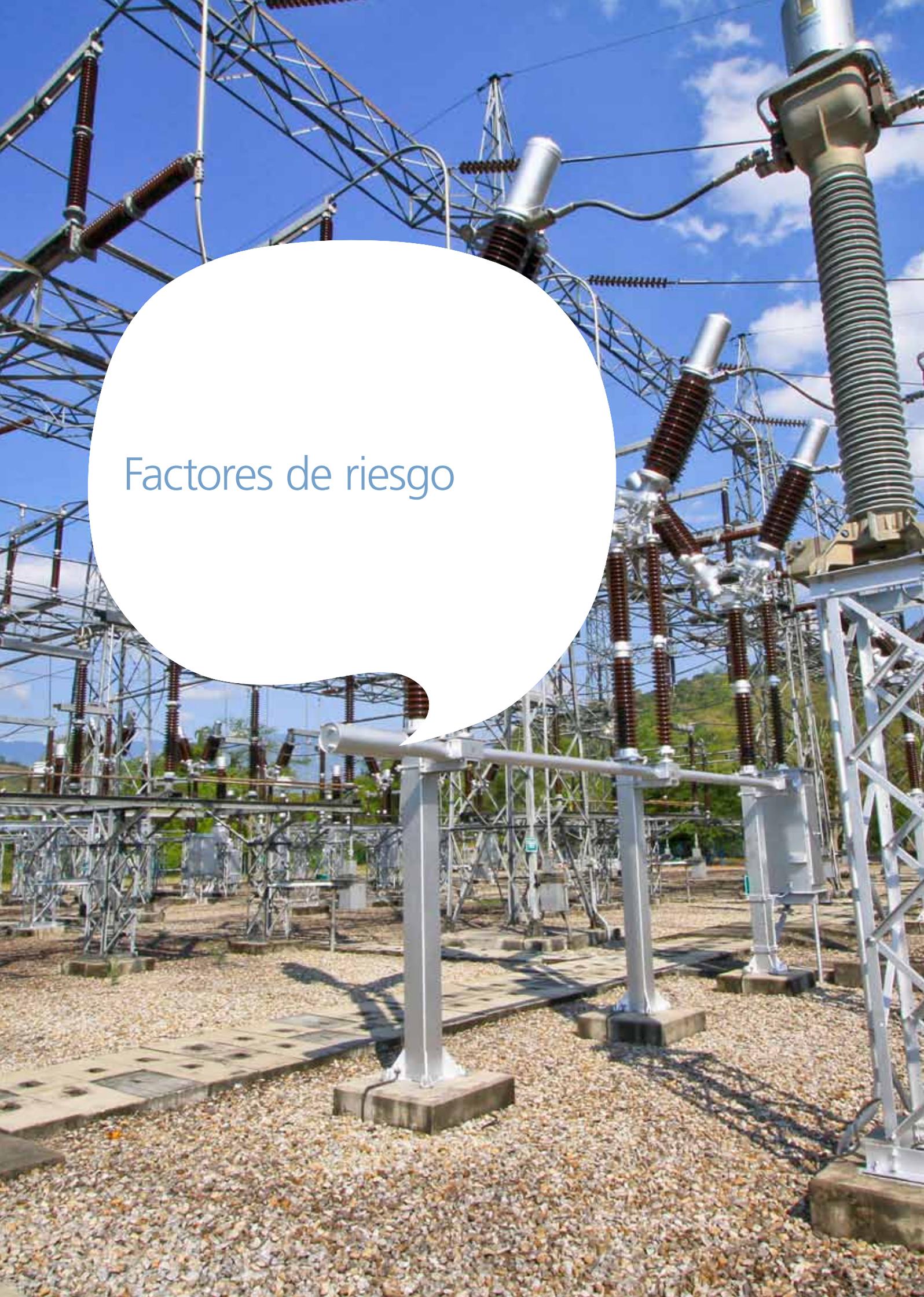
La sociedad tiene registradas las marcas Enersis, EnersisPLC, Enersis.PLC, e Internet a la velocidad de la luz Enersis PLC.

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, CGE Distribución, Colbún, AES Gener, Pacific Hidro, Saesa, Chilquinta, Minera Los Pelambres, Minera Lumina Copper, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Ingeniería y Construcción Tecnimont, Tecnimont S.P.A. y E-CI Suez.

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

A photograph of a high-voltage electrical substation. The scene is filled with complex metal structures, including towers and insulators, under a clear blue sky with some light clouds. The ground is covered in gravel. A large white circular graphic is overlaid on the left side of the image, containing the text 'Factores de riesgo'.

Factores de riesgo



1. Factores de riesgo

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 a 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 cuentas futuras 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 futuros, 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 como 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 de cumplimiento o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas en las que el Grupo ha intervenido.

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. 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.

1.1. Riesgo de crédito

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

1.1.1. Cuentas por cobrar comerciales

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por 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 de deuda 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.

1.1.2. 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 los bancos en donde se realizan 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, los primeros.

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 90% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.

2. 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, 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 Montecarlo. 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.

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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Tipo de interés	38.847.459	29.778.643
Tipo de cambio	539.575	3.860.371
Correlación	(2.695.024)	(7.740.115)
Total	36.692.010	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

3. Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercado 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 de parte de subsidiarias relevantes, podrían resultar en un incumplimiento cruzado a nivel de Enersis y Endesa Chile y, en este caso, 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 de alguna de sus filiales más relevantes cuyo capital insoluto individual excede el equivalente a 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 estas compañías o en alguna de sus filiales más relevantes, 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 o 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.

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 de la deuda en moneda extranjera según la agencia clasificadora de riesgo Standard & Poor's (S&P), puede producir un cambio en el margen aplicable para determinar la tasa de interés, en los créditos sindicados suscritos en 2004 y 2006, y en las líneas locales suscritas en 2009.

A photograph of an electrical substation. In the foreground, there are metal railings and a blue tarp. In the middle ground, a worker wearing a blue uniform, a white hard hat, and green earplugs is walking. The background shows various electrical equipment, including transformers and metal cabinets, and a hazy mountain range under a clear sky. A white speech bubble is overlaid on the left side of the image.

Marco regulatorio de la industria eléctrica





1. Argentina

1.1. Estructura de la industria

La Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°24.065 de 1992 (conjuntamente, la Ley de Electricidad Argentina) estableció el marco regulatorio para el sector de electricidad.

Al amparo de la Ley de Electricidad Argentina, el Gobierno Federal:

- Dividió la industria de electricidad en tres segmentos comerciales: generación, transmisión y distribución, permitiendo el desarrollo del mercado de la electricidad bajo condiciones de libre competencia para la generación con tarifas reducidas; estableció requerimientos sobre normas de calidad y restringió la concentración de su propiedad;
- Creó el Mercado Eléctrico Mayorista o MEM, que permitió cuatro categorías de agentes (compañías generadoras, transmisoras, distribuidoras y grandes clientes) que están autorizados para comprar y vender electricidad así como productos relacionados;
- Creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico o CAMMESA, responsable de la coordinación del despacho, la administración de transacciones del agente en el MEM y el cálculo de precios al contado (spot); y
- Creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad o ENRE, a cargo de regular las actividades de servicio público en el sector electricidad y de adoptar decisiones jurisdiccionales.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversiones Públicas y Servicios, a través de la Secretaría de Energía, es el principal responsable de la implementación de la Ley de Electricidad Argentina. Entre las tareas principales, la Secretaría regula el despacho del sistema y las actividades en el MEM y otorga concesiones o autorización para cada actividad del sector eléctrico.

El sector generación está organizado sobre una base competitiva, con generadoras independientes que venden su producción en el mercado spot del MEM o a través de contratos privados a compradores en el mercado de contratos del MEM o a CAMMESA a través de transacciones especiales como los contratos bajo las resoluciones SE N°220/2007 y N°724/2008.

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y se compone de varias compañías a las cuales el Gobierno Federal otorga concesiones. Los sistemas internacionales de transmisión interconectados también requieren el otorgamiento de concesiones por la Secretaría de Energía. Las compañías de transmisión están autorizadas para cobrar diferentes peajes por sus servicios.

La distribución es un servicio público que trabaja bajo condiciones de monopolio y es suministrada por compañías a las que también se les han otorgado concesiones. Las distribuidoras pueden obtener electricidad ya sea en el mercado spot del MEM a un precio denominado "precio estacional", o en el mercado a plazo del MEM a través de contratos privados con las generadoras. El precio estacional definido por la Secretaría de Energía es el límite fijado para los costos de electricidad comprada por las distribuidoras y traspasado a los clientes regulados.

Los clientes regulados reciben suministro de las distribuidoras a tarifas reguladas, salvo que tengan una demanda de capacidad mínima de 30 kW, en cuyo caso podrán optar por contratar su suministro directamente de las generadoras en el mercado spot del MEM, convirtiéndose así en "grandes clientes" que pueden negociar libremente sus precios con las compañías generadoras.

CAMMESA controla la coordinación de las operaciones de despacho, el cálculo de precios spot y la administración de las transacciones económicas del MEM. Todas las generadoras que son agentes del MEM deben estar conectadas al Sistema Nacional de Interconexión (SNI) y están obligadas a cumplir la orden de despacho para generar y entregar energía al SNI con el objeto de vender en el mercado spot o en el mercado a plazo.

El precio al contado es calculado por CAMMESA sobre la base de horas y debe reflejar el costo del kW marginal que se despachará en el SNI y se pagará a las generadoras y vendedores de energía en el mercado de entrega inmediata. La Ley de Electricidad de Argentina fija que los precios de la electricidad en el mercado para entrega inmediata sean determinados sobre una base del costo marginal. Desde el año 2002 la Secretaría de Energía comenzó a modificar diversos criterios relacionados con los precios spot e impuso, entre otras restricciones, límites para dichos precios que se paguen a las generadoras y sólo reconoció para fines de cálculos los costos del gas natural establecidos por el Gobierno Federal, esto a pesar de que los costos adicionales los cobra el mercado y se pagan a la generadora.

1.2. Modificaciones al marco regulatorio

La Ley N°25.561 o Ley de Emergencia Pública fue promulgada el año 2002 para manejar la crisis pública iniciada ese año. Obligó a renegociar los contratos de servicio público (contratos de concesión, transmisión y distribución de electricidad) e impuso la conversión del dólar denominado "obligaciones" a pesos argentinos, a un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por dólar. Facultó asimismo al Gobierno Federal para implementar medidas adicionales de índole monetaria, financiera y de cambios con el fin de superar la crisis económica en el mediano plazo. Estas medidas se han renovado periódicamente. De hecho, la Ley N°26.563 dictada en diciembre de 2009 prorrogó las medidas hasta el 31 de diciembre de 2010.

La Secretaría de Energía introdujo varias medidas reguladoras destinadas a corregir los efectos de la devaluación en los costos y precios del MEM y a reducir el precio pagadero por los clientes finales.

La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares a pesos argentinos a la tasa límite de 1 peso argentino por dólar en el 2002, cuando el tipo de cambio del mercado era de aproximadamente 3 pesos argentino por dólar y las medidas reguladoras para limitar y reducir los precios estacionales y spot impidieron el traspaso de los costos variables de generación a las tarifas cobradas a los clientes finales.

La Resolución SE N°240/2003 cambió la manera de fijar los precios spot, separando el cálculo del precio spot de los costos marginales de operación. Hasta dicha Resolución, los precios spot en el MEM se fijaban típicamente por unidades que operaban con gas natural durante la temporada estival (de septiembre hasta abril) y unidades que operaban con combustible diesel en el invierno (mayo-agosto). Entonces, debido a las restricciones impuestas al suministro de gas natural, los precios invernales fueron más altos y se relacionaron con los combustibles importados cuyo precio era en dólares. La Resolución SE N°240/2003 buscó evitar la indexación del precio estabilizado respecto del dólar y, aunque el despacho de generación todavía se basa en los combustibles efectivamente utilizados, el cálculo del precio al contado conforme a la Resolución es definido como si todas las unidades de generación despachadas no tuvieran las restricciones existentes para el suministro de gas natural. El valor del agua no se consideró si su costo de oportunidad o sustitución es más alto que el costo de generar

con gas natural. La Resolución también fijó un límite al precio al contado, de 120 pesos argentinos/MWh, que todavía estaba vigente durante el año 2010. Los costos variables reales de unidades térmicas que usaban combustibles líquidos fueron pagados por CAMMESA a través del Sobre costo Transitorio de Despacho (STD), más un margen de US\$2,5/MWh, de acuerdo con la Nota SE 6.866 de 2006 y 6.169 del 2010, vigente desde mayo 2010 hasta diciembre del 2011.

En este escenario, CAMMESA vende energía a las distribuidoras que pagan precios estacionales y compra energía a las generadoras a precios spot que reconocen el alza del precio del gas y a un precio contractual definido bajo las instrucciones de la Secretaría de Energía. Para superar este desequilibrio, la autoridad sólo permite pagos a las generadoras por montos cobrados de los compradores en el mercado spot. Esta Resolución fija una prioridad de pago para los diferentes servicios: pago de la capacidad, costo del combustible, margen de ventas de energía, etc. CAMMESA acumula deuda con las generadoras y el sistema da una señal de precio incorrecta a los agentes al no estimular el ahorro de consumo de electricidad ni inversiones para satisfacer el crecimiento de la demanda de la misma, incluidas las inversiones en la capacidad de transmisión.

Con el fin de aumentar la oferta de energía, la Secretaría de Energía creó diferentes esquemas para vender más energía. La Resolución 1.281/2006 creó el Servicio Energía Plus, que es la oferta de nueva capacidad de electricidad para suministrar el crecimiento de la demanda de electricidad sobre la "Demanda Base", que era la demanda que existía en el año 2005. El Servicio Energía Plus es suministrado por las generadoras que instalan capacidad nueva o que ofrecen capacidad de generación existente no conectada con el SNI. Todos los "grandes clientes" que al 1 de noviembre de 2006 tuvieron una demanda más elevada que su Demanda Base, debieron contratar un exceso de demanda con el Servicio Energía Plus. El consumo que haya excedido la Demanda Base sin un contrato de suministro debe pagar montos adicionales por el exceso de energía.

Las Resoluciones SE N°220/2007 y N°724/2008 dan a las generadoras térmicas la oportunidad de reducir algunos de los efectos adversos de la Resolución SE N°406/2003 al celebrar un Contrato de Compromiso de Suministro MEM o "CCAM". Las generadoras pueden comprometer inversiones de mantenimiento o repotenciación para mejorar la disponibilidad de sus unidades y agregar capacidad adicional al sistema. Después de la autorización, la generadora puede firmar un CCAM a precios que permiten la recuperación de gastos de capital. Además, las ventas de energía a través de un CCAM reciben un pago prioritario en comparación con las ventas de energía tipo spot (Resolución N°406/2003). Las generadoras que tienen un CCAM pueden suministrar energía a CAMMESA durante hasta 36 meses, renovables solamente por un período adicional de seis meses.

Durante el año 2009, la Resolución SE N°762 creó el Programa Nacional Hidroeléctrico destinado a promover la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas. El programa permite a las generadoras autorizadas que suscriban contratos de suministro de energía con CAMMESA durante hasta quince años a precios que permitan una recuperación de los fondos invertidos.

El 25 de noviembre de 2010, la Secretaría de Energía firmó un convenio con algunas compañías generadoras, que incluyen a las subsidiarias de Enersis, con el objeto de (i) aumentar la disponibilidad de unidades termoeléctricas, aumentar los precios y la capacidad de energía; y (ii) desarrollar nuevas unidades de generación a través del aporte de deudas impagas de CAMMESA con las generadoras.

Por medio de la Resolución SE N°712/2004 se creó el FONINVEMEM, un fondo cuyo propósito es incrementar la capacidad/generación de electricidad dentro del MEM. En virtud de la Resolución SE N°406/2003, la Secretaría de Energía decidió pagar a las generadoras los precios spot hasta la cantidad disponible en el fondo de estabilización después de cobrar los valores a los compradores del mercado spot a precios estacionales menores que los precios spot del mismo período.

Según la Resolución SE N°1.193/2005, se llamó a todas las generadoras del MEM para participar en la construcción, operación y mantenimiento de plantas de generación de energía eléctrica que se construirán con el FONINVEMEM, las que consisten de dos plantas de ciclo combinado de aproximadamente 850 MW cada una, que se finalizaron durante 2010 como de ciclo combinado. Dichas plantas se alimentan de gas natural o combustibles alternativos.

Las empresas de transmisión y distribución llevan desde el año 2005 renegociando contratos, y aunque las tarifas se establecieron parcial y temporalmente, todavía están pendientes las tarifas definitivas.

A la fecha, el ENRE no ha definido nuevas tarifas y mantiene en vigencia el régimen tarifario transitorio.

La Resolución N°45/2010 eliminó desde marzo de 2010 el pago de bonificaciones al Programa de Eficiencia Energética (PUREE) para aquellos clientes cuya demanda es menor de 1.000 kWh cada bimestre; esos serían los únicos clientes que recibirían esas bonificaciones. El PUREE se creó en 2004 y estableció bonificaciones y penalidades para los clientes, dependiendo de su grado de ahorro de energía; la diferencia neta entre las bonificaciones y penalidades se depositó originalmente en el Fondo de Estabilización, aunque luego se modificó por pedido de Edesur y Edenor, que fueron autorizados por el Secretario de Energía a emplear el 100% de esos recursos para compensar la variación de costos que no se trasladaron al reposicionamiento tarifario (mecanismo de monitoreo de costos - MCC).

Para dar prioridad al suministro del mercado interno, la Secretaría de Energía adoptó medidas adicionales restringiendo las exportaciones de electricidad y gas. La Resolución SE N°949/2004 fijó medidas mediante las cuales se permitía a los agentes exportar e importar electricidad bajo condiciones muy restringidas. Estas medidas impidieron que las generadoras cumplieran con sus compromisos de exportación.

Se espera que estas restricciones continúen, en especial considerando que durante 2010 se emitió la Resolución Enargas N°1410, modificando los procedimientos para el despacho de gas a partir de octubre 2010. De acuerdo con dicha resolución, la prioridad del despacho de gas es la siguiente: i) Usuarios residenciales y comerciales; ii) Gas Natural Comprimido - GNC; iii) Grandes Clientes; iv) Unidades Térmicas; y v) Exportaciones.

1.3. Otros

Todos los servicios de electricidad están sujetos a leyes y normas medioambientales locales y federales, incluyendo la Ley N°24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus reglamentos accesorios.

Existen ciertas obligaciones de reporte y monitoreo y normas de emisión impuestas al sector eléctrico. El no cumplimiento con estos requerimientos faculta al gobierno a imponer medidas punitivas, como la suspensión de las operaciones, lo que en el caso de los servicios públicos podría derivar en la cancelación de las concesiones.



2. Brasil

2.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica en Brasil está organizada dentro de un gran sistema interconectado de electricidad, conocido como el Sistema Interligado Nacional (el SIN brasileño), que incluye la mayoría de las regiones del país y varios otros sistemas aislados y más pequeños.

En Brasil, la generación, transmisión y distribución son actividades legalmente separadas. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley N°9.427/96, los clientes no regulados en Brasil son actualmente aquellos clientes: (i) que requieren al menos 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadoras o minoristas; o (ii) que requieren al menos 500 kW (y menos de 3.000 kW) y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadoras alternativas o comercializadoras.

La industria eléctrica en Brasil está regulada por el Gobierno Federal, que actúa a través de su Ministerio de Minas y Energía, o MME y tiene la autoridad exclusiva sobre el sector eléctrico, cuyo rol principal es establecer las políticas, lineamientos y reglamentos para el sector. Las políticas reguladoras son implementadas por la Agencia Nacional de la Energía Eléctrica (ANEEL), cuyas principales responsabilidades, entre otras, incluyen: (1) supervisión de las concesiones para la venta, generación, transmisión y distribución de electricidad; (2) promulgación de regulaciones para el sector eléctrico; (3) implementación y reglamentación de la explotación de los recursos eléctricos, incluyendo el uso de hidroelectricidad; (4) promoción de un proceso de licitación para nuevas concesiones; (5) resolución de disputas administrativas entre agentes del sector eléctrico; y (6) fijación de los criterios y metodología para determinar las tarifas de distribución y transmisión, como asimismo la aprobación de todas las tarifas eléctricas.

Otras autoridades reguladoras son: (i) el Operador Nacional del Sistema Eléctrico brasileño (ONS), compuesto de compañías de generación, transmisión y distribución y consumidores independientes, responsable de la coordinación y control de las operaciones de generación y transmisión del SIN brasileño; (ii) la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), una empresa cuyos agentes se agrupan en cuatro categorías: Generación, Distribución, Comercialización y Consumidores y cuyo principal propósito es llevar a cabo las transacciones y comercialización mayorista de energía eléctrica dentro del SIN brasileño; y (iii) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) a cargo de desarrollar la política energética nacional.

La regulación del mercado establecida según las Leyes No. 10.847 y 10.848 busca entregar tarifas más baratas a los consumidores y garantiza la expansión del sistema con la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), un organismo gubernamental responsable de planificar las actividades de generación y transmisión. Esta regulación del mercado ha definido un ámbito contractual no regulado y un ámbito regulado.

En el ámbito contractual no regulado, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. Respecto al ámbito regulado, donde operan las compañías de distribución, la compra de energía debe hacerse de acuerdo a un proceso de licitación coordinado por ANEEL.

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la demanda de energía por parte de los distribuidores debe ser satisfecha mediante contratos de largo plazo antes de la expiración de los contratos actuales en el ámbito regulado.

Otro cambio impuesto al sector eléctrico es la separación del proceso de licitación para "energía existente" y "nuevo proyecto energético." El gobierno cree que un "nuevo proyecto energético" requiere de condiciones contractuales más favorables como acuerdo de compra de energía de largo plazo (15 años para térmica y 30 años para hidro) y de cierto nivel de precio para cada tecnología. Estos acuerdos promueven la inversión para la expansión necesaria. Por otro lado, "la energía existente" que

considera plantas eléctricas depreciadas puede vender su electricidad a precios más bajos en contratos con plazos más cortos.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones a las tarifas de consumidor final: Restablecimiento anual de tarifa, revisión ordinaria de tarifa y revisión extraordinaria de tarifas.

La fijación de precios de las compañías de distribución está orientada a mantener constantes los márgenes de operación de una concesionaria, permitiendo ganancias tarifarias por costos fuera del control de la administración y permitiéndole retener cualquier ganancia por eficiencia lograda en plazos definidos. Las tarifas de usuarios finales también se ajustan de acuerdo a la variación de los costos incurridos en la compra de electricidad.

La revisión ordinaria de tarifas toma en consideración la estructura completa de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo el costo de entrega de servicios, el costo de comprar energía y el retorno para el inversionista. Bajos sus concesiones, Coelce y Ampla están sujetas a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años respectivamente. La base del activo consiste en el valor de mercado de reemplazo depreciado contablemente durante su vida útil, y la tasa de retorno para los activos está basada en el Costo de Capital Promedio Ponderado, CCPP, de una empresa modelo. Los costos de operación y mantenimiento reflejados en la tarifa se calculan en base a la empresa modelo que considera las características propias del área de concesión de la distribución.

La ley garantiza un equilibrio económico y financiero para la empresa en caso que hubiera un cambio sustancial en sus costos operacionales. En caso de que los componentes de costo sobre los que la administración no tiene influencia, como por ejemplo, compra de energía o impuestos, aumenten significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, la concesionaria puede elevar una solicitud a ANEEL para cargar dichos costos a sus clientes finales.

ANEEL está evaluando enmiendas a la regulación vigente: tercer ciclo de revision tarifaria, requerimientos técnicos mínimos para medidores electrónicos y estructura tarifaria. Para estos tres proyectos, ANEEL ha realizado tres audiencias públicas al inicio del 2011.

Las empresas o consorcios que pretendan construir u operar instalaciones de generación hidroeléctrica con capacidad mayor a 30 MW, o redes de transmisión en Brasil, deben usar un proceso de licitación pública. Las concesiones otorgadas al titular dan el derecho a generar, transmitir o distribuir electricidad, según sea el caso, en un área de concesión dada durante cierto periodo de tiempo.

Dicho periodo de tiempo está limitado a 35 años para nuevas concesiones de generación y a 30 años para nuevas concesiones de transmisión o distribución. Las concesiones existentes deben ser renovadas a discreción del gobierno brasileño, por un periodo igual a su plazo inicial.

En el ámbito regulado (ACR), las empresas de distribución eléctrica compran la electricidad a través de licitaciones reguladas por ANEEL y organizadas por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE). Las distribuidoras deben comprar la electricidad mediante licitaciones públicas.

Existen tres tipos de licitaciones reguladas: licitaciones nuevas, licitaciones existentes y licitaciones de ajuste. El gobierno también tiene el derecho a llamar a licitación especial para electricidad renovable (biomasa, mini-hidro, solar y eólica). ANEEL y la CCEE tienen licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral; en ellas las generadoras celebran contratos con todas las distribuidoras que llaman a licitación.

El ámbito no regulado, o ACL, incluye la venta de electricidad entre concesionarias de generación, productores independientes, auto-productores, vendedores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores especiales y no regulados. El ACL incluye también los contratos vigentes entre generadoras y distribuidoras hasta su expiración, en cuyo momento podrán celebrarse nuevos contratos bajo los términos del nuevo marco regulatorio.



Brasil ha creado un mecanismo especial para compartir el riesgo hidrológico entre todas las generadoras hidroeléctricas, llamado Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). Cada planta de energía hidro tiene un certificado asignado que define tanto la proporción del total de la energía hidro generada de propiedad de esa planta y la cantidad máxima de energía que la misma puede vender por contrato. La diferencia entre la producción real y la energía asignada debe ser comercializada a una tarifa fija regulada (aproximadamente 4 reales/MWh).

El precio spot se usa para valorizar la compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot. De acuerdo a la ley, el CCEE es responsable de fijar el precio de la electricidad en el mercado spot. Este precio se calcula en base a los costos marginales, modelando las condiciones de operaciones futuras y fijando una curva por orden de mérito, con costos variables para unidades térmicas y costo de oportunidad para plantas hidroeléctricas, resultando en un precio correspondiente a cada subsistema para la semana siguiente.

Durante 2010 hubo cuatro procesos de licitación para nuevos proyectos de generación, en los que se adjudicaron 99 plantas por un total de 17.054 MW, distribuidos en 89 plantas de fuentes alternativas (2.892 MW); tres grandes plantas hidroeléctricas (13.353 MW) y siete plantas hidroeléctricas medianas (809 MW).

3. Chile

3.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores comerciales: la de generación, la de transmisión y la de 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.

El sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos contenida en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006 del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial el 5 de febrero de 2007, que fijó texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1/82 y sus modificaciones, que se conoce como la Ley Eléctrica chilena, y su correspondiente reglamento contenido en el DS N°327 de 1998.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados. Los sistemas principales son el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive el 93% de la población, y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde se encuentra la mayoría de la industria minera. Aparte del SIC y el SING, el sur de Chile cuenta con dos sistemas aislados que suministran electricidad a zonas remotas. La operación de empresas generadoras de electricidad está coordinada por el centro de despacho respectivo (CDEC), una entidad autónoma que comprende a grupos industriales, empresas transmisoras y clientes importantes. Los CDEC se 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.

Dos veces al año (en abril y octubre) la Comisión Nacional de Energía (CNE) calcula el Precio de Nudo, que corresponde a los precios regulados de energía y potencia que pagan las empresas distribuidoras a las empresas generadoras. En 2005 se realizaron

licitaciones para el suministro de energía eléctrica de empresas distribuidoras y por lo tanto, después de 2010 el precio de nudo de la energía se utilizará principalmente para fijar el precio máximo ofertado de cada propuesta de energía a clientes regulados, porque gran parte de esa demanda ya se encuentra cubierta mediante los contratos adjudicados en esas licitaciones. La CNE también elabora el Plan Indicativo, que consiste de una guía de diez años para la ampliación del sistema de generación y transmisión.

Las generadoras pueden realizar ventas a clientes finales no regulados o a otras generadoras mediante contratos negociados libremente. Para lograr un equilibrio entre las obligaciones contractuales y el despacho, las empresas generadoras deben comerciar el déficit y el excedente de electricidad al precio de mercado spot, fijado cada hora por cada CDEC en base al costo marginal de producción del próximo kWh a despacharse.

Los clientes regulados son aquellos con capacidades máximas de consumo de 0,5 MW. Los clientes con capacidades de entre 0,5 y 2 MW tienen la opción de ser regulados o no regulados. Los clientes con capacidades que exceden 2 MW son clientes no regulados. Desde 2005 se volvió obligatorio que todos los contratos celebrados entre generadoras y distribuidoras para el suministro a clientes regulados se derivaran de licitaciones internacionales cuyo precio de energía eléctrica máximo ofertado se basara en el precio promedio pagado por clientes no regulados al momento de la licitación, que calcula la CNE dos veces al año. Mientras dure el contrato, los precios de energía y potencia se indexan de acuerdo con las fórmulas establecidas en los documentos de la licitación, asociadas a los costos de combustible, los costos de inversión y demás costos asociados a la generación de energía eléctrica. El sistema de licitación contempla que todas las empresas distribuidoras cuenten con contratos de energía eléctrica desde 2011 en adelante. Además, las empresas distribuidoras podrán pagar por su consumo de potencia aplicando el precio de nudo de potencia que determina la CNE, que se calcula en base al costo marginal que implica aumentar la capacidad actual del sistema eléctrico con el despacho menos caro por parte de cualquier instalación generadora.

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.

Los sistemas de subtransmisión son las líneas de alta tensión de más de 23 kV, utilizado principalmente por los clientes. Existen 7 sistemas de subtransmisión definidos por ley. Chilectra posee la mayor parte del sistema SIC 3. Cada cuatro años se realiza un estudio para valorar el sistema óptimo adaptado a la demanda. El 21 de septiembre de 2010, el estudio fue entregado a la CNE y está actualmente bajo revisión. Los sistemas de subtransmisión son pagados principalmente por los clientes de acuerdo a los valores fijados por el Decreto del Ministerio de Energía. Los generadores y los clientes no regulados sólo pagan por las líneas que utilizan en cada sistema.

Las tarifas cargadas por las compañías distribuidoras a los clientes finales se determinan en base a la suma del costo de electricidad comprada por la compañía distribuidora, un cargo de transmisión y "el valor agregado por la distribución de electricidad" o VAD, que permite que dichas compañías recuperen sus costos de operación.

El VAD se basa en una "compañía modelo" e incluye: costos generales de venta y de administración y operación de los activos de distribución; costo de las pérdidas de energía eficiente y un retorno esperado sobre la inversión antes de impuestos, que es del 10% anual en términos reales, basado en el costo de reposición de los activos usados para la distribución.

Para este propósito, la CNE selecciona una compañía, a la cual aplica pautas de eficiencia que se traducen en una estructura de costos para la "compañía modelo", respecto de cada Área Típica de Distribución.

Se fija el VAD cada cuatro años. CNE clasifica a las compañías en grupos de acuerdo con las Áreas Típicas de Distribución, sobre la base de factores económicos de

las compañías del grupo que tienen costos similares de distribución debido a la densidad de la población, lo cual determina los requerimientos de equipamiento en la red.

El retorno efectivo sobre la inversión para una compañía de distribución depende de su desempeño en relación con las normas elegidas por la CNE para la compañía modelo. El sistema tarifario permite un mayor retorno para las distribuidoras que son más eficientes que la compañía modelo. Los estudios de la tarifa son realizados por la CNE y las distribuidoras. Se estiman las tarifas como un promedio ponderado de los resultados del estudio encargado por la CNE y el estudio de las compañías, en que los resultados del estudio de la CNE inciden en proporción doble al de la ponderación de los resultados de las compañías. Las tarifas preliminares se someten a prueba para asegurar que proporcionen una tasa interna anual promedio efectiva de retorno de entre 6% y 14% sobre el costo de reposición de activos relacionados con la electricidad para el segmento de distribución total.

El último proceso destinado a fijar las tarifas de distribución de todas las distribuidoras se llevó a cabo en el año 2008 y estará vigente hasta el 3 de noviembre de 2012.

Si se dicta un decreto de racionamiento en respuesta a períodos prolongados de insuficiencia de electricidad, se podrán imponer penalidades severas a las generadoras que infringen el decreto. No se considera una sequía severa como un evento de Fuerza Mayor.

También se podrá exigir que las compañías de generación paguen multas a las autoridades reguladoras relacionadas con apagones del sistema debidos a errores operacionales de cualquier generadora, incluyendo fallas relacionadas con las tareas de coordinación de todos los agentes del sistema, así como efectuar pagos compensatorios a los consumidores de electricidad afectados por las insuficiencias de electricidad.

3.2. Otros

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 (e incluyen la descarga de desechos líquidos industriales o riles), el establecimiento de industrias en áreas en que pudieran afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

La Ley Ambiental N°19.300 se promulgó en 1994 e implementó varias normas, tales como la del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental dictada en 1997 y modificada en 2001. Esta ley exige que las compañías lleven a cabo un estudio o declaración de impacto ambiental respecto de todos los proyectos de generación o transmisión.

En enero 2010 se modificó la Ley N°19.300, modificada por la Ley N°20.417, que introdujo cambios en el proceso de evaluación ambiental y en las instituciones públicas involucradas. En consecuencia, el proceso de evaluación ambiental es coordinado por el Servicio de Evaluación Ambiental y no por la Comisión Nacional del Medio Ambiente, que fue derogada.

El 1 de abril de 2008, se promulgó la Ley N°20.257, que es una enmienda a la Ley de Servicios Generales. El propósito de la enmienda es promover el uso de ERNC. Esta ley define los diferentes tipos de tecnologías consideradas como ERNC y establece que entre los años 2010 y 2014 las generadoras tendrán la obligación de suministrar esa energía en por lo menos el 5% de la energía total contratada al 31 de agosto de 2007, y a aumentar progresivamente este porcentaje en 0,5 puntos porcentuales anualmente, hasta llegar a un 10% en el año 2024.

Endesa Chile posee derechos de aprovechamiento de agua reconocidos constitucional y legalmente, que permiten un ejercicio pleno y permanente del recurso hídrico en las unidades de generación de la sociedad. De acuerdo a la legislación chilena, los titulares de derechos de aprovechamiento de agua deben pagar una patente anual por los derechos de agua no utilizados.



4. Colombia

4.1. Estructura de la industria

En 1994, el Congreso de Colombia aprobó importantes reformas a la industria de servicios públicos. Estas reformas, contenidas en la Ley 142 de 1994 (“LSPD”), conocida como la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, y la Ley 143 de 1994, fueron el resultado de enmiendas constitucionales aprobadas en 1991, y crearon el marco legal básico que rige actualmente al sector eléctrico en Colombia. Las reformas más significativas incluyen la apertura de la industria de la electricidad a la participación del sector privado, la segregación funcional del sector eléctrico en cuatro actividades distintas, a saber, generación, transmisión, distribución y comercialización, la creación de un mercado de electricidad mayorista, abierto y competitivo, la regulación de las actividades de transmisión y distribución como monopolios regulados, y la adopción de principios de acceso universales aplicables a las redes de transmisión y distribución.

La Ley de Electricidad Colombiana fija los principios para la industria de la electricidad, los que son implementados a través de las resoluciones promulgadas por la Comisión Regulatoria de Energía y Gas, o “CREG.” Dichos principios son: eficiencia (la adecuada asignación y uso de los recursos y el suministro de electricidad al costo mínimo); calidad (cumplimiento con requerimientos técnicos); continuidad (suministro continuo de electricidad sin interrupciones injustificadas); adaptabilidad (la incorporación de tecnología moderna y sistemas administrativos para promover la calidad y eficiencia); neutralidad (trato imparcial a todos los consumidores de electricidad); solidaridad (la provisión de fondos de consumidores de altos ingresos para subsidiar el consumo de subsistencia de consumidores de bajos ingresos); y justicia (un suministro de electricidad adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país).

La participación de mercado para generadoras y comercializadoras es limitada. El límite para las generadoras es de 25% de la Energía Firme del sistema colombiano. La Energía Firme se refiere a la energía eléctrica máxima que es capaz de entregar una planta de generación en forma continuada durante un año en condiciones de sequía extrema; por ejemplo, en el caso del fenómeno de El Niño.

De manera similar, una comercializadora no puede dar cuenta de más del 25% de la actividad comercial del SIN colombiano. Las limitaciones de las comercializadoras toman en consideración las ventas de energía internacionales. La participación de mercado se calcula mensualmente y cuando se excede el límite las comercializadoras tienen hasta seis meses para reducir su participación.

Dichos límites se aplican a grupos económicos, incluyendo compañías controladas por, o bajo control común con, otras compañías. Además, las generadoras no pueden ser propietarias de intereses por más de 25% en una distribuidora y viceversa. Esta limitación, sin embargo, se aplica sólo a compañías individuales y no excluye la propiedad cruzada de compañías de un mismo grupo corporativo.

Una generadora, distribuidora, comercializadoras o compañía integrada, es decir, una empresa que combine actividades de generación, transmisión y distribución, no puede ser propietaria de más del 15% del patrimonio neto en una compañía de transmisión, si esta última representa más del 2% del negocio nacional de transmisión en términos de ingresos. Una distribuidora puede tener más del 25% del patrimonio neto de una compañía integrada si la participación de mercado de esta última es menor al 2% del sector nacional de generación. Una compañía creada antes de la promulgación de la Ley N°143 no puede fusionarse con otra compañía creada después de la Ley N°143.

El sector generación está organizado de manera competitiva con compañías que venden su producción en el mercado del pool de electricidad, el mercado mayorista, a precios spot o mediante contratos de largo plazo con otros participantes y clientes no

regulados a precios negociados libremente. El SIN colombiano es el sistema compuesto por las plantas de generación, la malla de interconexión, las líneas de transmisión regional, las líneas de distribución y las cargas de consumidores. El precio spot es el precio pagado por el participante en el mercado mayorista por energía despachada bajo la dirección del Centro Nacional de Despacho (CND). El precio spot por hora pagado por la energía refleja los precios ofrecidos por las generadoras en el mercado mayorista y las respectivas condiciones de oferta y demanda.

Las generadoras conectadas al SIN colombiano pueden también recibir “pagos de confiabilidad” que son el resultado de la Obligación de Energía Firme que ellos entregan al sistema. La Obligación de Energía Firme (OEF) es un compromiso por parte de las generadoras respaldado por su recurso físico capaz de producir energía firme en periodos de escasez. La generadora que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el plazo comprometido, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no. Para recibir pagos de confiabilidad, las generadoras deben participar en licitaciones de energía firme, declarando y certificando su energía firme. Hasta noviembre 2012, el periodo de transición, el suministro de energía firme para propósitos de confiabilidad será asignado proporcionalmente a la energía firme declarada por cada generadora. Después del periodo de transición, la energía firme adicional requerida por el sistema será adjudicada mediante licitación. El único remate para este periodo se realizó el 6 de mayo de 2008; en él participaron generadoras existentes con nuevos proyectos de generación cumpliendo con los límites establecidos de participación de mercado.

La compra y venta de electricidad puede realizarse entre generadoras y distribuidoras actuando en capacidad de comercializadoras, propiamente dichas y clientes no regulados. No existen restricciones para nuevos ingresos al mercado siempre que los participantes cumplan con las leyes y reglamentos aplicables.

El mercado mayorista facilita la venta de energía en exceso que no esté comprometida bajo contratos. En el mercado mayorista se establece un precio spot por hora para todas las unidades despachadas en base al precio oferta de la unidad generadora despachada más alta para ese periodo. El CND recibe cada día ofertas de precio de todas las generadoras que participan en el mercado mayorista. Estas ofertas indican los precios y la capacidad por hora disponible para el día siguiente. En base a esta información el CND, siguiendo el principio de “despacho óptimo” (que asume una capacidad de transmisión infinita a través de la red), clasifica las generadoras de acuerdo a su precio oferta, comenzando con la oferta más baja y estableciendo el orden de mérito, por hora, determinando cuales generadoras serán despachadas el día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todas las generadoras se fija como la generadora más cara despachada en cada periodo horario bajo el despacho óptimo.

Adicionalmente, el CND realiza el “despacho planificado,” que considera las limitaciones de la red, como también cualquier otra condición necesaria para satisfacer la demanda de energía esperada para el día siguiente de manera segura, confiable y eficiente en función de los costos. Las diferencias de costo entre el “despacho planificado” y el “despacho óptimo” se denominan costos de restricciones. El valor neto de dichas restricciones se asigna proporcionalmente a todas las comercializadoras del SIN colombiano, de acuerdo a sus demandas de energía, quienes trasladan dichos costos a sus clientes finales. Algunas generadoras han iniciado acciones legales argumentando que los precios reconocidos no cubren los costos asociados con dichas restricciones.

Las compañías a cargo de la transmisión, que operan a 220 KV como mínimo conforman el Sistema de Transmisión Nacional o STN. A dichas compañías se les exige proporcionar acceso a terceras partes en igualdad de condiciones y están autorizadas a cobrar una tarifa por sus servicios. La tarifa de transmisión incluye un cargo por conexión que cubre el costo de operar las instalaciones, más un cargo por utilización, que se carga únicamente a los operadores.

La CREG garantiza un ingreso anual fijo para las compañías transmisoras. Dicho

ingreso se fija de acuerdo al nuevo valor de reposición de redes y equipos, así como también de acuerdo al valor que resulta de los procesos de licitación que se adjudican a nuevos proyectos para la expansión del STN. Los operadores del STN asignan dicho valor en proporción a la demanda de energía.

La distribución se define como una operación a cargo de redes locales que operan debajo de los 220 KV. Todo usuario tiene derecho a acceder a la red de distribución, por el cual paga un cargo de conexión. La CREG regula los precios de distribución de tal manera que debiera permitir a las compañías de distribución recuperar los costos de operación, mantenimiento e inversión para operar eficazmente. La CREG fija los cargos por distribución de cada compañía basándose en los costos de sustitución de los activos de distribución, costos de capital, así como también los costos de operación y mantenimiento, que varían según el nivel de voltaje.

En 2008 CREG definió una nueva metodología de remuneraciones por distribución, la que determinó el Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC) en 13,9% antes de impuestos para activos que operan a 34,5 KV o menos, y en 13% antes de impuestos para los activos que operan sobre los 34,5 KV. La CREG también definió una metodología para calcular los cargos de distribución, en la cual se detalla un esquema de incentivos por costos administrativos, operacionales y de mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía. Durante 2009, después de auditar la información entregada por las compañías, la CREG definió nuevos cargos de distribución aplicables a partir de 2009 y vigentes hasta 2013.

El comercio minorista está dividido entre clientes regulados y no regulados. Los clientes no regulados pueden contratar libremente el suministro de electricidad directamente de una generadora o distribuidora actuando como operador, o de una comercializadora pura. El mercado para clientes no regulados se compone de clientes con una demanda máxima de 0,1 MW o un mínimo de consumo mensual de 55 MW/h.

La comercialización se define como una reventa a los consumidores adquirida en el mercado mayorista. La pueden realizar generadoras, distribuidoras, o agentes independientes que cumplan con ciertos requerimientos. Las partes llegan libremente a un acuerdo sobre los precios de comercialización para clientes no regulados.

La comercialización con clientes regulados está sujeta al "régimen regulado libre" a través del cual cada operador fija las tarifas por medio de fórmulas para costos generales estipuladas por la CREG, y los costos de comercialización individuales aprobados por ésta para cada operador. Debido a que la CREG aprueba ciertos límites a los costos, los operadores del mercado regulado pueden estipular precios más bajos por razones financieras. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, los costos de adquisición de energía, cargos por transmisión, cargos por distribución, y un margen por operación.

4.2. Otros

El Marco Ambiental de Colombia se estableció en la Ley N°99 de 1993, que proporcionó el marco para la normativa ambiental y estableció el Ministerio del Medioambiente como autoridad para fijar las políticas ambientales. El Ministerio define tópicos y ejecuta políticas y normas enfocadas en la recuperación, conservación, protección, organización, gestión y utilización de los recursos renovables.

De conformidad con la Ley N°99, las plantas de generación que cuentan con una capacidad nominal instalada superior a los 10 MW, deben contribuir con dichas actividades a la conservación del medioambiente por medio del pago de una tarifa regulada. Las plantas hidroeléctricas deben pagar el 6% de lo que generan y las plantas termoeléctricas deben pagar el 4% de lo que generan. Dicho pago se realiza mensualmente a las municipalidades y entidades ambientales del área en que se encuentran ubicadas las instalaciones.



5. Perú

5.1. Estructura de la industria

El marco regulatorio aplicable a la industria eléctrica peruana está dado por: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25.844) y sus normas, y la Ley Complementaria N°27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin), que es la autoridad reguladora del sector eléctrico y encargada de resolver controversias que puedan surgir dentro de la institución.

Algunas de las características del marco regulador 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 Inteconectado Nacional (SEIN), y diversos sistemas aislados regionales de menor envergadura que suministran electricidad en áreas específicas.

El servicio suministrado por las compañías de generación, transmisión y distribución eléctricas deben cumplir con los estándares técnicos, de lo contrario pueden ser sancionadas con multas impuestas por el Osinerghmin.

La coordinación de las operaciones de despacho eléctrico, la fijación de precios spot, y la administración de las transacciones financieras dentro del SEIN son controladas por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Las compañías generadoras pueden vender energía directamente a los clientes mayores y transferir el déficit o excedente entre la energía contratada y la producción real al fondo común, al precio spot. Las compañías distribuidoras y clientes de mayor envergadura que suscribieron contratos privados de suministro con generadoras, pagan directamente el precio estipulado en el contrato (que incluye los peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión), y también pagan una tarifa a las distribuidoras por la utilización de sus redes.

Los clientes con una demanda menor a 200 KW se consideran clientes regulados, y el suministro de su energía considerada como un servicio público. Los clientes cuya demanda anual está dentro del rango de 200 KW a 2.500 KW tienen la libertad de ser considerados como clientes regulados o no regulados.

En 2008, debido a los problemas de transporte de gas y de transmisión eléctrica, el Osinerghmin definió una nueva regla para el cálculo de los precios spot que se mantendrá en vigencia hasta diciembre de 2013. El Decreto 049-2008 fijó dos modelos, uno relacionado con el despacho teórico sin restricciones, y el otro con el despacho real teniendo en cuenta las restricciones. El precio spot se obtiene del despacho teórico y el costo adicional de la operación que está asociado con el sistema de restricciones que se paga a las generadoras afectadas por medio de un mecanismo estipulado por la autoridad.

Las generadoras reciben un pago por capacidad cuyo componente principal deriva de un cálculo anual de la capacidad de energía de todas las plantas eléctricas. Todos los años, Osinerghmin establece el precio de la energía, que define la cantidad total asignada a cada generador.

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. La Ley N°28.832, promulgada en 2006, también definió los sistemas garantizados. 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 a su uso del sistema.

La Ley Sobre el Desarrollo Eficiente (Ley N° 28.832) estipula un régimen de licitaciones para la adquisición de energía y capacidad por parte de las distribuidoras, y establece un mecanismo para fijar los precios durante la vigencia del contrato. La aprobación de dicho mecanismo es de gran importancia para las generadoras, debido a que establece un mecanismo para fijar los precios durante la vigencia del contrato, que no es fijado por el regulador.

Los nuevos contratos de venta de energía a compañías de distribución, para ser revendida a clientes regulados deben estar sujetos a precios fijados por licitación pública. Únicamente una pequeña porción de la electricidad adquirida por las distribuidoras, incluidas en contratos anteriores, se mantiene aún al precio de la barra colectora. El Osinergmin estipula anualmente el precio de la barra colectora, y dentro de aquellos contratos, es el precio máximo de electricidad adquirida por las distribuidoras, al que éstas pueden transferirla a clientes regulados.

La tarifa eléctrica para clientes regulados incluye cargos por capacidad y energía para generación y transmisión (precio de barra colectora) y por el VAD, el cual considera un retorno regulado por sobre la inversión de capital, cargos fijos por operación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por pérdidas de energía durante la distribución.

Las generadoras que cuentan con una planta con una capacidad instalada mayor a 500 KW, requieren una concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM). Del mismo modo, las generadoras que operan las centrales térmicas con una potencia instalada superior a 500 kW requieren una autorización concedida por el MINEM.

La concesión para la actividad de generación de electricidad es un acuerdo suscrito entre la generadora y el MINEM, mientras que la autorización es únicamente un permiso unilateral concedido por la entidad pública. Las autorizaciones concedidas por el MINEM no tienen fecha de vencimiento, aunque su revocación está sujeta a las mismas consideraciones y requerimientos de la revocación de una concesión bajo los procedimientos estipulados en la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N°25.844) y otras normas relacionadas.

Durante 2009, MINEM realizó estudios que concluyeron que el SEIN no permitiría la indisponibilidad de una central eléctrica de mayor envergadura. Recomendó la implementación de una reserva en frío para garantizar la continuidad. Proinversión llamó a licitación de la primera reserva en frío, en la que se ofrecían 800 MW en tres proyectos. Solamente se adjudicaron dos: Talara (200 MW, para EEPSA, una empresa relacionada a Enersis) e Ilo (400 MW, para Enersur). Estas recibirán pagos por la disponibilidad de capacidad y pago de los costos de combustible cuando deban generar.

5.2. Otros

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

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

The background of the image is a photograph of a power substation at sunset. The sky is a warm, orange-gold color, and the sun is visible as a bright, glowing orb behind the silhouettes of the power lines and towers. The towers are made of a complex lattice of metal beams, and the power lines are strung across the scene. A large, white, circular speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text.

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 14.832,50 MW a diciembre de 2010 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 56.699 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 63.431 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 2010, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 67.274 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a unos 13,2 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**

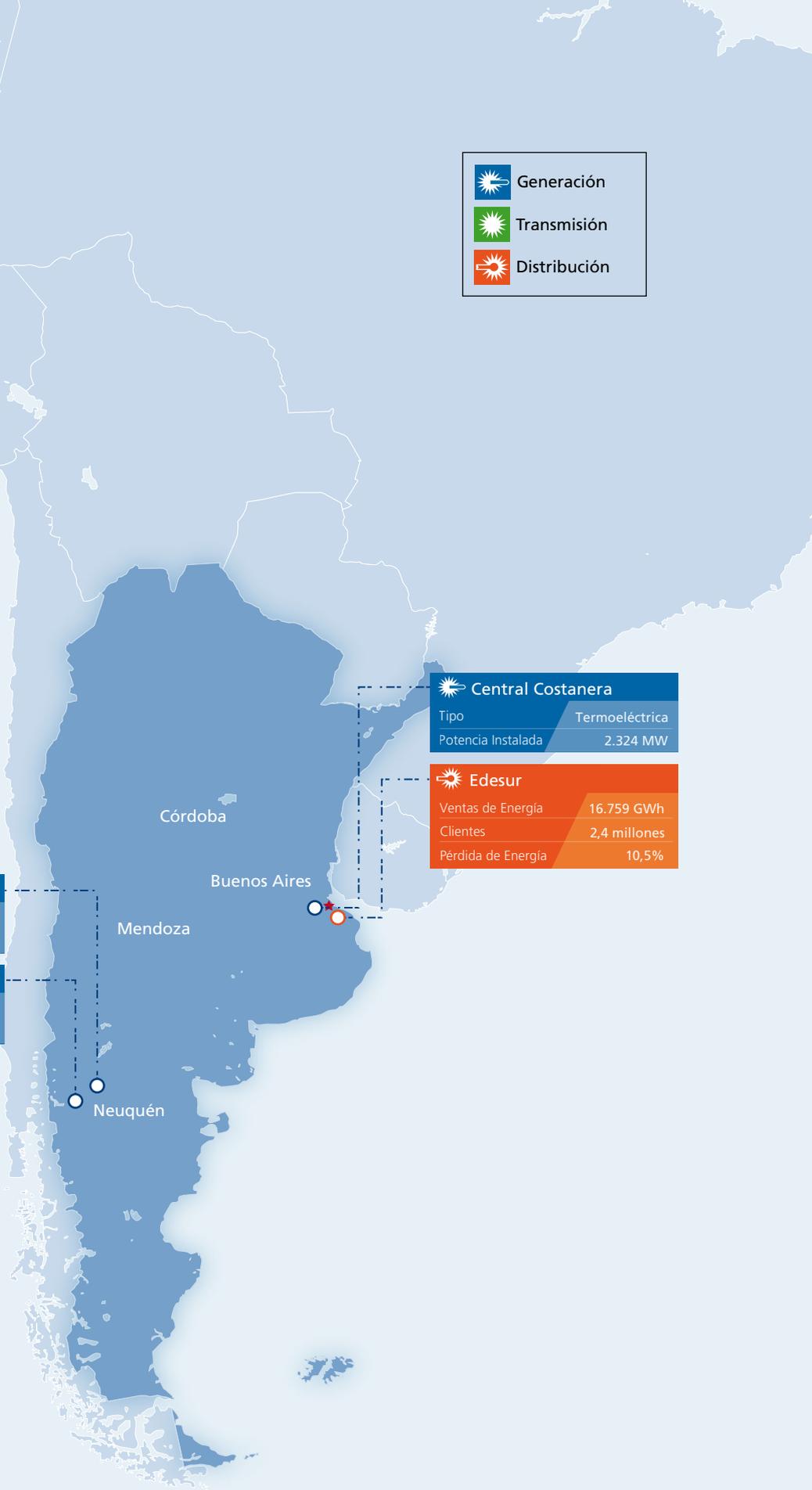
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	1.200 MW

 **Central Costanera**

Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	2.324 MW

 **Edesur**

Ventas de Energía	16.759 GWh
Clientes	2,4 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 2010 el 13% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica del Grupo Enersis llegó a 10.940 GWh, el 9,5% del total generado en dicho país, representando la producción hidroeléctrica un 27,2%. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 11.378 GWh, un 10,3% 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 5,51% y 15,35% 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 2010 las cuotas de acuerdo a lo previsto.

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

4.1.1. Endesa Costanera

Se ubica en la ciudad de Buenos Aires y posee una central a vapor de 1.138 MW, la que puede generar con gas natural o fuel oil. Es la unidad más grande de su tipo en Argentina. También opera dos centrales de ciclo combinado de 859 MW y 327 MW cada una, totalizando una capacidad instalada final de 2.324 MW.

En 2010, la generación neta fue de 7.965 GWh y las ventas totales de 8.018 GWh.

Durante 2010, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento del orden del 5,9% respecto de 2009. La oferta de gas fue un 15% inferior a la del año anterior y, por lo tanto, el aumento del requerimiento térmico estuvo sustentado fundamentalmente por un incremento en el consumo de combustibles líquidos tanto en las unidades convencionales como en los ciclos combinados.

En materia regulatoria, el MEM continuó intervenido por la autoridad en la tarificación del precio de venta de energía horaria y el pago de lo producido por los generadores. Por efecto de dichas medidas, la sociedad recibió parcialmente el pago de sus acreencias mensuales.

Durante 2010, en el ámbito financiero, la sociedad tuvo como principal prioridad satisfacer las necesidades de caja operativa de la central, logrando reprogramar los vencimientos de deuda de corto plazo.

El aspecto operativo se caracterizó por un despacho pleno de todas las unidades de Endesa Costanera (máximo requerimiento térmico), desde principios de año hasta prácticamente el tercer trimestre de 2010, momento en el cual, debido principalmente al efecto de la temperatura, decayó ostensiblemente dejando a las unidades de la central en condición de disponibles.



No obstante lo anterior, la capacidad de generación total de la planta puesta a disposición del sistema fue similar a la de 2009.

En cuanto al mantenimiento, durante 2010 se alcanzaron y cumplieron los planes proyectados, realizándose todos los mantenimientos correspondientes para ambos ciclos combinados, de acuerdo a lo establecido en los contratos de mantenimiento de largo plazo vigentes. En lo que se refiere a las unidades convencionales turbo vapor, estas tuvieron mantenimientos programados desde septiembre, de acuerdo al denominado Plan Invierno, interviniéndose las unidades N° 7 y N° 4. Además, se realizaron tareas de mantenimiento en los servicios auxiliares.

4.1.2. Hidroeléctrica El Chocón

Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. Opera una central hidráulica de embalse artificial de 1.200 MW y otra de 128 MW que utilizan las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar, totalizando una capacidad instalada de 1.328 MW.

Durante el 2010 los aportes de la cuenca Limay se comportaron por debajo de la media histórica, 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. El resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio alcanzó una generación neta del Complejo El Chocón–Arroyito de 2.975 GWh, llegando la cota del embalse a los 378,72 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue fue de 6.224 GWh, de los cuales 2.989 GWh corresponden ser producidos en El Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria.

En el ámbito comercial, durante 2010, la compañía se focalizó en asegurar la necesaria sustentabilidad económica y financiera de la sociedad, centrando la atención en la diversificación de la cartera de clientes, mediante la comercialización en mercados alternativos al spot. Se continuó con el estudio de Hidroeléctrica El Chocón del Mercado a Término con el fin de ofrecer soluciones sólidas y adaptadas a sus necesidades. En ese sentido, se procuró anticipar la detección de oportunidades de negocios a partir de considerar a cada cliente como parte de la gestión de la empresa, construyendo con cada uno de ellos alianzas que aseguren los beneficios de una relación rentable de largo plazo, manteniendo clientes satisfechos.

Asimismo, se optimizó la colocación de energía nueva respaldada con la Central Arroyito, fruto de la obra de elevación de cota. Como resultado de la gestión, se logró afianzar la participación en el mercado de contratos a término con respaldo físico. En el transcurso del año se vendió al mercado spot 1.949 GWh y a clientes con contrato un total de 1.411 GWh. Para ello, se compró en el MEM 385 GWh, obteniéndose un margen variable de 318 millones de pesos argentinos.



4.2. Distribución eléctrica

Energis 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 15%.

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

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 2010, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.352.720 clientes, un 2,1% más que el año anterior. Del total, 87,2% son clientes residenciales, 11,4% comerciales, 1,0% industriales y 0,4% otros usuarios.

Las ventas de energía ascendieron a 16.759 GWh, cifra que representó un aumento de 5,0% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 41,1% al sector residencial, 25,9% al segmento comercial, 8,4% al sector industrial y 24,6% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 10,5% durante 2010.

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



 **Coelce**

Ventas de Energía	8.850 GWh
Clientes	3,1 millones
Pérdida de Energía	12,1%

 **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	9.927 GWh
Clientes	2,6 millones
Pérdida de Energía	20,5%

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 5.095 GWh, 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 67% del total generado por el Grupo Enersis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 6.790 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 Goiás, a 240 km al sur de Goiânia. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba.

La generación neta durante 2010 fue de 3.430 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.833 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 clientes son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica del año 2010 fue de 1.665 GWh, muy superior a los 499 GWh generados en 2009, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.957 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.

En 2010, así como en 2009, CIEN actuó como exportadora/importadora de energía desde Brasil hacia Argentina y exportadora para Uruguay. Con esta operación recibió ingresos por la puesta a disposición de sus líneas (transporte). Sin embargo, buscando una estabilidad de largo plazo en el negocio, la compañía paso a redefinir su foco de negocio hacia un sistema de remuneración permanente.

En tal sentido la ANEEL inició a fines de 2009 un estudio para redefinir el modelo de negocios de la compañía. En diciembre de 2010, la ANEEL publicó la definición final de la "Receta Anual Permitida", o RAP, que corresponde a la remuneración anual que recibiría CIEN como parte de su existencia como un operador reconocido del sistema brasileño.



5.3. Distribución eléctrica

Enerjis participa en la distribución a través de Endesa Brasil y sus filiales Ampla y Coelce. Enerjis 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%.

En Brasil, las distribuidoras que componen el sistema eléctrico totalizan 64 compañías, entre ellas, CPFL, Brasileira 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 2010, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.570.595 clientes, un 2% más que en 2009. Del total, 90,1% corresponden a clientes residenciales, 6,5% a comerciales, 0,2% a clientes industriales y 3,2% a otros usuarios.

La compañía distribuyó 9.927 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento aproximado de 6% respecto a 2009. Del total de energía distribuida, un 37,9% correspondió a usuarios residenciales, 18,5% a comerciales, 11,5% a clientes industriales y 32,1% a otros usuarios.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0,7 puntos porcentuales, pasando de 21,2% a 20,5%.

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 2010, los clientes de Coelce alcanzaron a 3.094.600, lo que representó un aumento del 4,4% respecto del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. Del total, 75,2% correspondió al segmento residencial, 5,2% al sector comercial, 0,2% al segmento industrial y 19,4% a otros clientes.

La energía distribuida alcanzó los 8.850 GWh, lo que significó un crecimiento de 13% respecto del volumen. Del total distribuido, un 33,7% fue a clientes residenciales, 18,7% a usuarios comerciales, 16,7% a clientes industriales y 30,9% a otros clientes.



Central Tarapacá
 Tipo: Termoeléctrica
 Potencia Instalada: 182 MW

Central Atacama
 Tipo: Termoeléctrica
 Potencia Instalada: 390 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 Pangué
 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: 13.098 GWh
 Clientes: 1,6 millones
 Pérdida de Energía: 5,8%

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

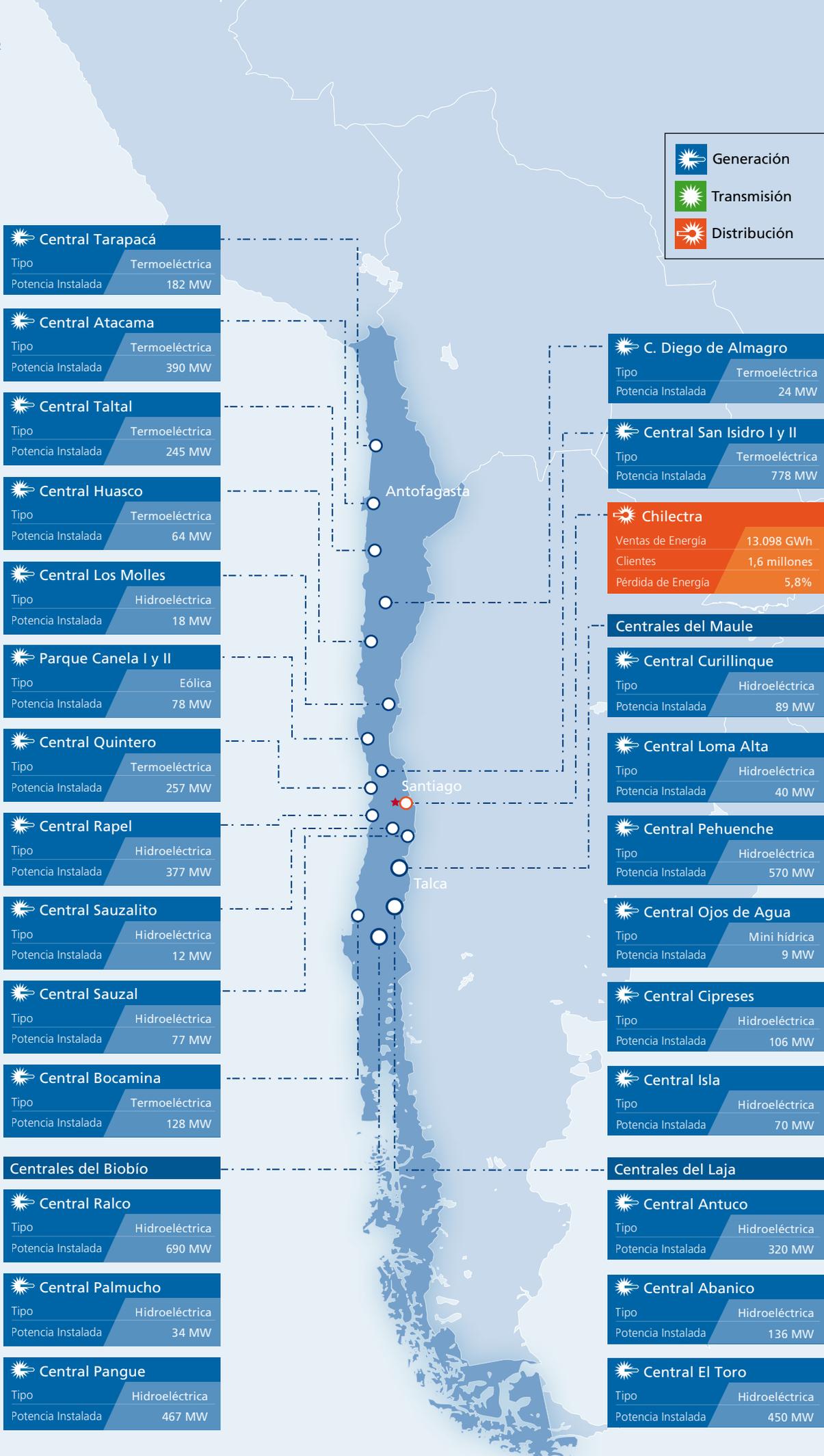
Central Isla
 Tipo: Hidroeléctrica
 Potencia Instalada: 70 MW

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 37% de la capacidad de Chile.

La generación de electricidad del Grupo Enersis en Chile alcanzó los 20.914 GWh en 2010, siendo un 60% hidroeléctrica, monto que representó un 37% del total producido por la compañía en la región. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 21.847 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 2010, se firmaron nuevos contratos con los siguientes clientes: Codelco (para su División Salvador), CONAFE (para el suministro a Enami), ESO La Silla, CGE Distribución (para el abastecimiento a sus clientes libres), Lumina Copper (para el suministro a su Proyecto Caserones), Emelat (para el suministro a Kozán), Chilquinta (para el abastecimiento de sus clientes libres), Minera Can Can y Angloamerican (para el suministro de su división Mantoverde), entre otros. La potencia contratada alcanza alrededor de 560 MW y sus vigencias se extienden -en promedio- por unos siete años.

Asimismo, se suscribió un nuevo contrato de compra de energía entre Endesa Chile y su filial Empresa Eléctrica Pangue S.A., por medio del cual, esta última le suministrará un bloque de 1.210 GWh/año a partir de 2011. El precio y condiciones comerciales de compra corresponden al valor promedio de adjudicación de las licitaciones de empresas de distribución realizadas durante los procesos 2007, 2008 y 2009. El resto de las condiciones corresponde a aquellas convenidas entre Endesa Chile y CGE Distribución en el último proceso de licitación.



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 junio de 2010 se realizó la visita de los clientes a la Central Pehuenche. En agosto se efectuaron los seminarios con clientes en La Serena y Copiapó. En septiembre se efectuaron seminarios con clientes en las ciudades de Concepción, Valdivia e Iquique. Asimismo, durante noviembre se llevó a cabo el “VI Seminario con Clientes de Endesa Chile y filiales”, orientado a entregar una visión general de las acciones de Endesa Chile en el ámbito de energías renovables no convencionales, de aspectos relativos al desarrollo de la energía nuclear, y una revisión de la situación de abastecimiento prevista para los próximos años. Además, se cumplió con el programa anual de visitas a sus oficinas comerciales o instalaciones productivas.

6.1.2. Pehuenche

Opera en la Región del Maule y posee 3 centrales hidráulicas de embalse (Curillínque, Pehuenche y Loma Alta), totalizando una capacidad instalada de 699 MW. La central Curillínque 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 2010, la generación neta de energía alcanzó los 2.970 GWh, mientras que las ventas de energía acumularon 2.969 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 2010, la generación neta de energía de Pangue fue de 1.615 GWh y las ventas de energía alcanzaron los 1.704 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 2010, la generación neta como las ventas de energía de San Isidro fueron de 2.157 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 2010, la generación neta de energía de Celta fue de 995 GWh y las ventas de energía sumaron 1.049 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. Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad

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, 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 sismo del 27 de febrero de 2010, que afectó severamente a esta región, la central Bocamina II, en plena fase de construcción, vio postergada su fecha de puesta en servicio, prevista originalmente para diciembre de 2010. La severidad del sismo implicó problemas en los frentes de faenas y la necesidad de tener que realizar una inspección acuciosa para evaluar los impactos de este evento en las obras de la central, principalmente en la caldera, el puente grúa del edificio de turbina y en las obras del sifón. Debido a los eventos indicados, se estima que la puesta en servicio será durante el segundo semestre de 2011.

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 un 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 entre la central Los Cóndores y la S/E Ancoa.

El proyecto se encuentra en etapa de factibilidad y análisis de alternativas. El 5 de octubre de 2010 se ingresó oficialmente al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región del Maule el EIA Línea de Transmisión Eléctrica Central Hidroeléctrica Los Cóndores – Subestación Ancoa. Por otro lado, durante noviembre de 2010 se reiniciaron los estudios en terreno con los trabajos de perforación de sondajes y la licitación de la galería de prospecciones.



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 1.885 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC mediante un enlace entre la Central Neltume y la S/E Pullinque.

El 2 de diciembre de 2010 se ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región de Los Ríos el EIA del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume y el 10 de diciembre de 2010 fue acogido a trámite por la autoridad ambiental.

Ese mismo mes inició la tramitación ambiental el proyecto Línea de Alta Tensión Subestación Neltume-Pullinque.

6.3.3. Central Hidroeléctrica Choshuenco

El proyecto Choshuenco se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia. Prevé la construcción de una central hidroeléctrica de pasada con una potencia de aproximadamente 130 MW, con conducción mixta (canal y túnel) o solo túnel, según alternativas que se están analizando, y que utilizaría las aguas del río Llanquihue entre los lagos Neltume y Panguipulli, quedando en serie hidráulica con la Central Hidroeléctrica Neltume y utilizando el enlace de transmisión previsto para ésta.

El proyecto se encuentra en etapa análisis de alternativas, con estudio de factibilidad completado.

6.3.4. Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, a 15 km al sur de esta localidad. Contempla la construcción de una central termoeléctrica constituida por dos bloques de potencia de 370 MW netos cada uno. La central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo mediante un sistema de transmisión en 220 kV.

El proyecto se encuentra en etapa de factibilidad y se están desarrollando estudios en terreno. Se continúa con la tramitación del EIA del proyecto, presentado el 27 de febrero de 2009. A diciembre de 2010, se avanzaba en la elaboración de respuestas del Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) N°3, cuya entrega está prevista para fines de julio de 2011 y se estaba a la espera de la aprobación por parte de Conaf del Plan de Trabajo de Formación Xerofítica para continuar con las actividades de terreno.

6.4. Proyectos en estudio de Endesa Eco

6.4.1. Minicentral Hidroeléctrica Piruquina

El proyecto Piruquina se emplazará en la Región de Los Lagos, Provincia de Chiloé, Comuna de Dalcahue, ubicado a 17 km al norte de la ciudad de Castro. Contempla la construcción de una minicentral hidroeléctrica de pasada de 7,6 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 30,4 GWh, que aprovecharía las aguas del río Carihueico. La central se conectaría al SIC mediante un enlace entre la Central Piruquina y la S/E Pid-Pid, ubicada aproximadamente a 10 km de la unidad.



6.5. Proyectos de asociadas

6.5.1. HidroAysén

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

El proyecto HidroAysén se plantea como la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya presentado en el país, debido a su eficiencia y aporte a la matriz energética nacional.

Las centrales tendrían una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale a cerca del 35% del consumo de Chile, y la superficie total de los embalses -considerando las cinco centrales- sería de 5.910 hectáreas, equivalentes al 0,05% de la Región de Aysén, cuya superficie total es de 108.494 km².

Durante el primer semestre de 2010, la gestión de HidroAysén se centró en la elaboración de su Adenda N°2, con las respuestas a las 1.114 observaciones emitidas por los servicios públicos con competencia para la evaluación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA), a través del ICSARA N°2, recibido el 18 de enero de 2010.

Una vez terminado el trabajo de preparación de las respuestas a las observaciones recibidas, el 28 de octubre de 2010 se presentó la Adenda N°2 a la autoridad ambiental pertinente.

El 25 de noviembre de 2010, HidroAysén recibió el ICSARA N°3, con un total de 199 observaciones de parte de los servicios públicos. En esa misma fecha, HidroAysén solicitó al Servicio de Evaluación Ambiental la suspensión del plazo de evaluación hasta el 15 de abril de 2011 con el objetivo de responder el ICSARA N°3.

En relación con el proyecto del Sistema de Transmisión Aysén – SIC, cuyo propósito es transmitir la energía generada por las centrales hasta el Sistema Interconectado Central (SIC), el 31 de diciembre de 2009 terminó la vigencia del contrato de prestación de servicios que se mantenía con Transelec para el desarrollo del anteproyecto y los estudios ambientales asociados a dicho proyecto. Por lo anterior, a partir del 1 de enero de 2010 HidroAysén asumió la administración de todos los contratos que se encontraban en curso a esa fecha, dentro de los cuales los más importantes son aquellos asociados a la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto.

Asimismo, en febrero se completó el proceso de evaluación de solicitudes de terceros interesados en utilizar la capacidad de la línea de transmisión, dando cumplimiento de esa forma al proceso de Open Season establecido en la condición N°1 del fallo N° 022/2007 del Tribunal de la Libre Competencia. Con esto y habiéndose cumplido los plazos establecidos en las bases sin que ninguna de las empresas solicitantes presentara el pago del valor correspondiente a los Costos Preliminares y Evaluación de la línea, la empresa a cargo de la evaluación declaró el término del proceso de análisis y evaluación de las solicitudes, con lo cual, se dio pleno cumplimiento a las obligaciones y términos establecidos en la condición N°1 de la referida resolución.

Por otra parte, se mantuvieron diferentes procesos informativos en la región para llevar los antecedentes del proyecto y sus beneficios a todos sus habitantes. A nivel nacional, se continuó trabajando en presentar el proyecto, sus características y principales ventajas de la hidroelectricidad a los diferentes públicos de interés del proyecto. En este plano, destaca la realización de seminarios y debates nacionales y regionales; el fortalecimiento de la estrategia comunicacional del proyecto y el inicio de una campaña publicitaria en diarios, televisión, radio y medios online.

La empresa continuó impulsando una relación directa con las comunidades locales y sus representantes, a través de su Plan de Responsabilidad Social Empresarial (RSE), que se funda en tres pilares: desarrollo del capital humano, fomento productivo e integración social, para lo cual, se realizó una serie de actividades. Este compromiso de HidroAysén con los habitantes de la región tendrá un fuerte respaldo a través de la gestión de la Gerencia de Operaciones, creada también durante 2010 con este objetivo.

Dentro de las principales acciones implementadas durante 2010 destacan la educación, como pilar fundamental para el desarrollo de la región, por lo que HidroAysén puso a disposición de los jóvenes de Coyhaique y la Provincia de Capitán Prat, cincuenta becas anuales para enseñanza técnica superior y desarrolló cursos de capacitación en áreas tan diversas como gastronomía, construcción, contabilidad y turismo. A diciembre de 2010, este programa ya ha beneficiado a 104 jóvenes.

Destaca también la entrega de más de 300 fondos concursables que han permitido el desarrollo de emprendimientos productivos y sociales innovadores en diferentes localidades y la capacitación de cerca de 800 personas, así como el perfeccionamiento docente; apoyo a la cultura y conectividad digital, entre otros avances que han surgido del diálogo con las propias comunidades y representantes sociales, a través de Mesas de Trabajo que funcionan en las localidades de la zona de influencia.

En el ámbito de integración social, la empresa ha apoyado las actividades culturales, preservando las tradiciones e identidad local, a través de la publicación de libros, apoyo de festivales costumbristas y el trabajo permanente con las organizaciones sociales.

Sin duda, uno de los compromisos más importantes que HidroAysén ha asumido de forma voluntaria es entregar energía más barata a la Región de Aysén, que -en la actualidad- paga uno de los costos más altos del país por la electricidad. Este proyecto consiste en aumentar la disponibilidad de energía en la región en 26,6 MW adicionales, principalmente a través de minicentrales hidroeléctricas.

Asimismo, la construcción del proyecto de HidroAysén permitirá realizar mejoras en la infraestructura vial, en la cobertura de telecomunicaciones, el desarrollo de nuevos servicios asociados a la construcción del proyecto, especialmente hotelería, alimentación, transporte y comercio, además de los puestos de trabajo, que llegarían a un promedio mensual de 2.260, con un máximo de 5.000 en la etapa de mayor demanda.



6.6. Distribución eléctrica

Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Chilectra, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad.

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 industrias, parques industriales e instalaciones comerciales del país.

Otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico chileno son: Empresa Eléctrica de Arica, Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad, Empresa Eléctrica de la Frontera y Luz Andes Limitada.

6.6.1. Chilectra

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Comprende 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.

Entregó servicio de energía eléctrica a 1.609.652 clientes, un 1,94% más que 2009. Del total, 89,9% corresponden a clientes residenciales, 7,7% a comerciales, 0,6% a industriales y 1,8% a otros.

Durante 2010, Chilectra vendió 13.098 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 4,1% respecto a 2009.

Chilectra compró energía por un total de 13.905 GWh/año durante 2010 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 5,8%, una de las más bajas de Latinoamérica.

6.6.1.1. Fijación de tarifas de distribución

La variación de tarifas aplicadas entre diciembre de 2009 y diciembre de 2010 para un consumo residencial promedio fue de un 2% al alza. Esta variación considera la entrada en vigencia, a partir de enero del 2010, de los nuevos contratos licitados de suministro de energía y potencia.

6.6.1.2. Fijación del valor anual de los sistemas de subtransmisión

El 9 de enero de 2009 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°320 que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, y tiene vigencia desde el 14 de enero de 2009 hasta 2010.

Con fecha 9 de agosto de 2010 se hizo entrega a la CNE del informe "Estudio para la determinación del Valor Anual del sistema de subtransmisión SIC-3" realizado por el consultor KEMA Inc. Este estudio será la base para la revisión de las tarifas de subtransmisión que la autoridad deberá fijar para el periodo 2011-2014.

Con fecha 24 de agosto de 2010, el consultor KEMA Inc presentó dicho estudio de subtransmisión en una audiencia pública, a la que asistieron representantes de la autoridad, generadores, transmisores, subtransmisores y otros interesados.



☀️ 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 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	12.515 GWh
Clientes	2,5 millones
Pérdida de Energía	8,5%



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 2010 el 22% de la capacidad de generación eléctrica de ese país.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 23% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 21% 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 11.283 GWh representando un 11% menos que la energía generada el año anterior. Las ventas totales alcanzaron 14.817 GWh, una disminución de 11,8% respecto de lo registrado el 2009.

El ejercicio 2010 se caracterizó por registrar altos ingresos, producto de mayores precios de venta spot a causa de la menor hidrología asociada al fenómeno de "El Niño" durante el primer semestre, que fue compensado con la entrada de "La Niña" a partir del segundo semestre del 2010.



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, el más importante y extenso del país. 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.

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 20 de septiembre de 2010, se notificó formalmente a Emgesa del acto administrativo emitido por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, revisando la licencia ambiental para ajustar las compensaciones ambientales establecidas para el proyecto. Posteriormente, el 22 de septiembre de 2010, la Junta Directiva extraordinaria de Emgesa aprobó el proyecto, la contratación de las obras principales, la financiación y el contrato de estabilidad tributaria. Actualmente, los contratos principales CEQ-21, correspondiente a las Obras Civiles, y CEQ-70, correspondiente a la fabricación, suministro y montaje del equipamiento, se encuentran adjudicados al Consorcio Impregilo-OHL y al consorcio Alstom-Schrader Camargo (ASC), respectivamente, dando inicio a la construcción del proyecto.

7.3. Proyectos en estudio

7.3.1. Centrales Hidroeléctricas

Durante 2010 se avanzó en el desarrollo de tres proyectos hidroeléctricos que totalizan 1.023 MW.

7.3.2. Potencial Eólico

Durante 2010 se instalaron tres torres de medición adicionales. El potencial total prospectado en Colombia asciende a 830 MW.



7.4. Distribución eléctrica

Enerisis 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, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: EEP Medellín, Electrificadora de la Costa Atlántica y Electrificadora del Caribe.

7.4.1. 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 sólo presta servicios a clientes regulados. Entregó servicio de energía eléctrica a 2.546.559 clientes, un 2,9% más que el año anterior. Del total, 88,4% corresponden a clientes residenciales, 9,7% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

Las ventas de energía alcanzaron 12.515 GWh, lo que representó un aumento de 3,3% respecto a 2009. Esta se distribuyó en 36% al sector residencial, 16,5% al segmento comercial, 7% al sector industrial y 40,5% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró un aumento desde 8,4% a 8,5%. 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.

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 Callahuana
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

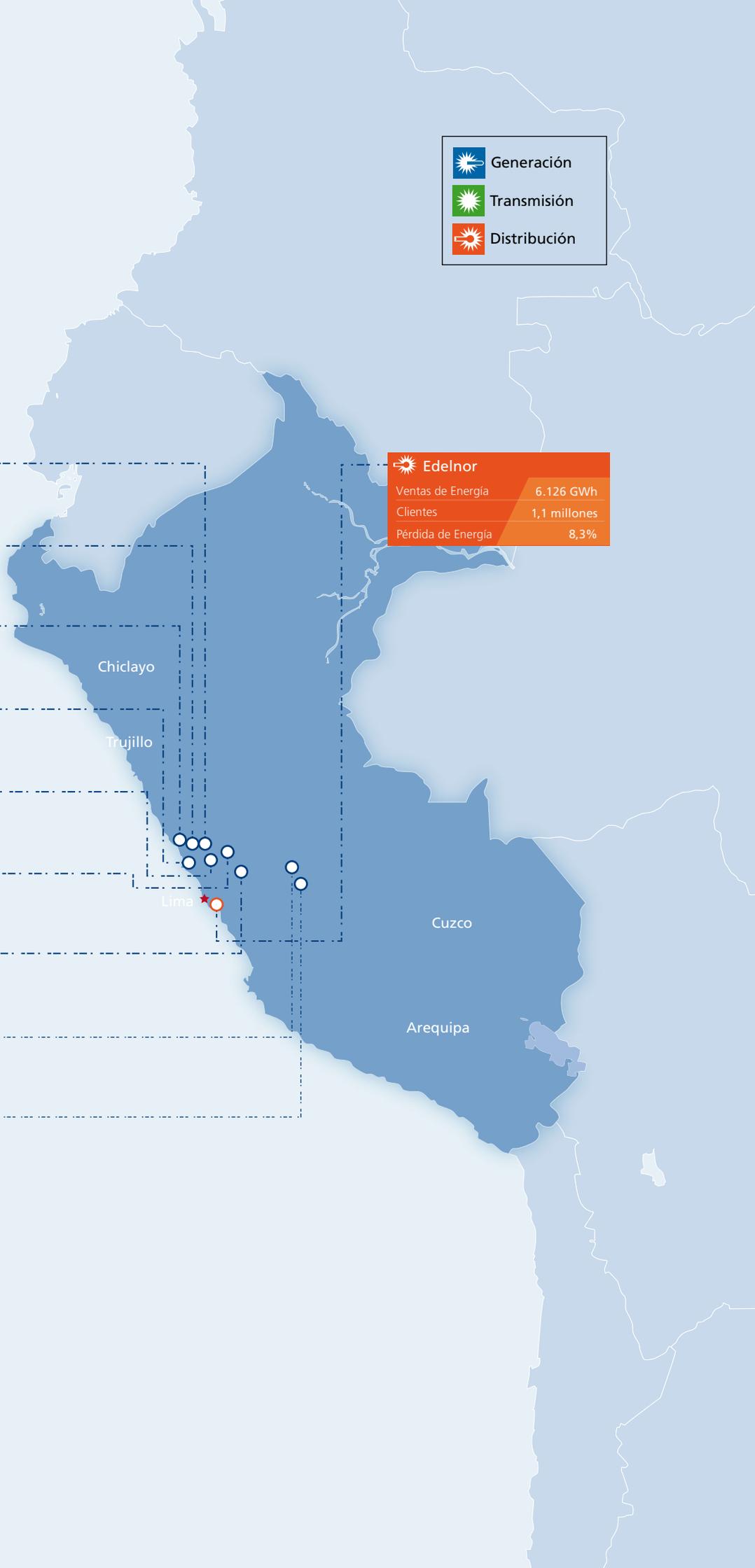
Central Santa Rosa
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 429 MW

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 6.126 GWh
Clientes 1,1 millones
Pérdida de Energía 8,3%



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 generación eléctrica del Grupo Enersis alcanzó un 26% del total generado en ese país, mientras que las ventas físicas un 29% del total vendido.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú y Egenor.

8.1.1. Edegel

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La conforman nueve centrales que totalizan una potencia de 1.668 MW. Solo dos unidades corresponden a plantas térmicas que utilizan gas natural como combustible para generar.

La generación neta de Edegel totalizó 8.466 GWh, superior en un 3,7% respecto al 2009 y las ventas físicas alcanzaron los 8.598 GWh, aumentando 3,3% respecto al año anterior.

8.2. Proyectos en estudio

8.2.1. Central Hidroeléctrica Curibamba

Corresponde a una central de 188 MW con regulación horaria, ubicada en el departamento de Junín y que utiliza las aguas de los ríos Comas y Uchubamba.

Durante 2010 se continuaron los avances en el estudio del proyecto destacando, entre ellos, la topografía láser de la zona de concesión temporal, la batimetría de zonas de los ríos Uchubamba y Comas, el estudio de títulos de propiedad en el área de influencia del proyecto y el diagnóstico de situación socio-económica de las personas en el área de influencia del proyecto. También están en proceso de cierre las licitaciones por sondajes e ingeniería básica.

El 16 de septiembre se entregó a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la planta de generación. A diciembre se habían desarrollado dos talleres con las comunidades. El EIA de la línea de transmisión se inició en octubre.

8.2.2. Otros Proyectos Hidroeléctricos

Durante 2010 se completaron estudios de prefactibilidad para dos proyectos por un total de 60 MW.



8.3. Distribución eléctrica

Energis 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 1.097.533 clientes, un incremento de 3,5% respecto a 2009. De estos, 93,9% son residenciales, 3,7% comerciales, 0,1% industriales y 2,3% otros clientes.

Las ventas físicas de energía en el periodo 2010 alcanzaron los 6.126 GWh, lo que representó un incremento de 7,2% respecto a 2009. El crecimiento de las ventas se explica por un mayor consumo del sector residencial y comercio.

Las compras de energía de Edelnor llegaron a 6.198 GWh, registrándose un incremento de 7,1% respecto al año anterior.

En el caso del indicador de pérdidas de energía a diciembre de 2010, este fue de 8,3%, representando un aumento de 0,2 puntos porcentuales.

Se reabrió el proceso para la fijación de tarifas de distribución para el periodo 2009-2013. Mediante Resolución N° 030-2010-OS/CD (18-02-2010), el OSINERGMIN declaró la nulidad parcial de las Resoluciones OSINERGMIN N° 181-2009-OS/CD y 298-2009-OS/CD que fijaron a partir del 01 de noviembre 2009 los nuevos Valores Agregados de Distribución para el Sector Típico 1, estableciendo uno nuevo.

El nuevo proceso concluyó en octubre del 2010, con la aprobación de la Resolución OSINERGMIN N° 234-2010-OS/CD (04-10-2010), que modifica la fijación tarifaria 2009-2013. Esta modificación representó un incremento de 0,1% respecto a la fijación inicial y se aplica retroactivamente desde el 1 de noviembre de 2009.



Otros negocios





1. Manso de Velasco

Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., 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 a nivel latinoamericano, en todo lo relativo a la compra, venta y desarrollo de activos inmobiliarios.

Durante 2010, 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.

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.

2. CAM

Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100% en la Compañía Americana de Multiservicios Ltda. (CAM). Esta orienta sus actividades a las soluciones eléctricas y negocios relacionados, bajo tres líneas de acción: medición y eficiencia energética, comercialización y logística, y obras eléctricas.

La casa matriz en Chile y sus filiales en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, han consolidado una presencia regional, expandiendo su cartera de clientes en los sectores eléctrico, sanitario, gas, industrial, minero y telecomunicaciones.

Durante 2010, CAM vivió un proceso de venta que concluyó en diciembre cuando 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 la empresa y sus filiales. El objetivo de la venta se enmarca en la definición estratégica del Grupo de concentrar el esfuerzo organizacional en las actividades centrales de sus negocios principales, esto es la generación y distribución de electricidad.

Junto con este proceso de venta, CAM siguió trabajando e implementando grandes proyectos de electrificación rural para el Ministerio de Energía y Minas en Perú y para el grupo Distriluz del mismo país. Se realizaron en Colombia nuevos negocios correspondientes a todo el ciclo técnico de las distribuidoras (atención de emergencias, obras civiles, mantenimiento de subestaciones y operaciones en media y baja tensión). En Argentina se obtuvo la homologación de tipo en INTI de los medidores trifásicos Complant modelos MTSE01 CE2 y MTSE01 CE3, que posteriormente se lanzaron al mercado.

En Chile, se aprobó con éxito el cumplimiento de los requisitos de la norma ISO 9.001:2008. En este sentido, Colombia obtuvo la recertificación de las tres normas que conforman el Sistema Integral de Gestión: ISO 14.001:2004, ISO 9.001:2008 y OHSAS 18.001:2007, lo que en conjunto cumple con el objetivo corporativo de generar una cultura orientada a la calidad y el mejoramiento continuo.

También se realizaron nuevas alianzas estratégicas y acuerdos comerciales con una serie de empresas entre las que podemos mencionar a Alkargo, MECM, APPLUS, SERINGEL, ABB y el fabricante Chino Kangxing, entre otros.

3. Synapsis

Synapsis Soluciones y Servicios IT, es una empresa de servicios profesionales en Tecnologías de la Información (IT), en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%.

Enersis decidió aceptar la oferta presentada por Riverwood Capital L.P para la adquisición de la totalidad de participación que poseía de manera directa e indirecta en la filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El objetivo de la venta se enmarca en la definición estratégica de concentrar el esfuerzo organizacional en las actividades centrales de los negocios principales, esto es la generación y distribución de electricidad.

Con una experiencia de más de 22 años en el mercado, se ha posicionado como líder latinoamericano en el campo de las soluciones de IT, principalmente, para los mercados de servicios, energía, telecomunicaciones y administración pública.

Ubicada en Santiago de Chile, cuenta con oficinas en las principales ciudades de la región: Buenos Aires, Argentina; Río de Janeiro, Fortaleza y una oficina comercial en Sao Paulo, Brasil; Bogotá, Colombia; Lima, Perú, y una oficina comercial en Ciudad de Panamá, Panamá. De esta manera, asegura la cobertura de gran parte de Latinoamérica.

Cuenta con un portafolio de servicios que cubren desde el Outsourcing IT, Data Center, Software Factory, Consultoría y Soluciones SAP hasta el desarrollo, integración e implantación de una amplia gama de soluciones IT para las distintas industrias.

Posee una red de 6 Data Centres ubicados estratégicamente en los distintos países donde está presente, con infraestructura de avanzada tecnología, sistemas de alta confiabilidad, además de diversas certificaciones y acreditaciones en materia de ITIL y la familia de estándares ISO, para procesos, seguridad (ISO 27.001) y prestación de servicios IT (ISO 20.000-1), además de las certificaciones de sus profesionales y consultores (PMP, Microsoft, Oracle, entre otras).

En 2010, 37 empresas se sumaron a la cartera de clientes de Synapsis en Latinoamérica, además de renovar contratos y nuevos negocios.

En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía adjudicó el contrato para la administración y operación del Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos derivados del petróleo SICOM. Además, se implementó Sistemas Técnicos para Acueducto a EMCALI, la Asociación de Directores de Empresas del Mercado Inmobiliario – ADEMI (Brasil) concedió a Synapsis el proyecto para automatización y telemetría del control de aguas de CEDAE y con AES Eletropaulo (Brasil) se inició el trabajo de implantación del Sistema de Gestión de Lecturas.

En Argentina, se trabajó con IMPSA en la actualización de su Sistema de Gestión, ONCCA asignó la conceptualización e implementación de una solución de soporte a sus Procesos de Negocio y CEAMSE adjudicó el proyecto de implementación de sistema de solución integral de planificación de recursos empresariales para la gestión administrativa, económico y financiera de sus áreas.

4. ICT

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

A photograph of a classroom where several young students are seated around a long wooden table, focused on reading their textbooks. The students are wearing dark blue or black school uniforms. In the background, there is a large window with a view of green trees, a bookshelf filled with books, and a small anatomical model of a human torso. A white speech bubble is superimposed over the center of the image, containing the word 'Sostenibilidad' in a blue, sans-serif font.

Sostenibilidad





1. Sostenibilidad

Debido a las características propias de su negocio, las empresas eléctricas son un agente indispensable para impulsar el progreso económico, aumentar el bienestar social y favorecer la preservación del medio ambiente.

Consciente de la trascendencia de sus operaciones, Enersis asume con firmeza su rol como ciudadano corporativo. De este modo, junto con generar y distribuir valor en los mercados donde opera, la compañía se compromete a dar un cumplimiento equilibrado a sus responsabilidades en materia económica, social y medioambiental: suministrando un servicio de calidad y bajo las máximas condiciones de seguridad a sus clientes; proporcionando rentabilidad a sus accionistas; fomentando la capacitación profesional de los empleados, reforzando su liderazgo en materia de buen gobierno; promoviendo la innovación tecnológica y eficiencia en sus operaciones; utilizando de manera sostenible los recursos naturales necesarios para su actividad, y apoyando el desarrollo de los entornos con los que se relaciona.

Ello, con el propósito de contribuir a mejorar la competitividad de los países donde está presente y dar respuesta a las expectativas de los públicos con los cuales se relaciona.

Para lograr este desafío, Enersis ha adoptado una postura proactiva en la relación con sus stakeholders, con el fin de comprender mejor las necesidades específicas de los distintos públicos de los países y territorios donde se encuentra presente y, de este modo, aportar soluciones ajustadas a los desafíos de desarrollo sostenible de dichos mercados.

2. Informe de Sostenibilidad 2010

Enersis ha desarrollado por primera vez su Informe de Sostenibilidad 2010, un documento que busca dar cuenta ante los grupos de interés y a la comunidad en general de las políticas, compromisos y acciones que la compañía pone en práctica para enfrentar los nuevos desafíos del desarrollo sostenible.

El informe ha sido elaborado bajo la metodología del Global Reporting Initiative (GRI), en su tercera versión (GRI-G3), incorporando los indicadores del Suplemento del Sector Eléctrico. Adicionalmente, incorpora las materias y asuntos fundamentales de la ISO 26.000 sobre Responsabilidad Social, aprobada en noviembre de 2010, en base al documento "GRI e ISO 26.000: Cómo usar la Guía del GRI en combinación con la ISO 26.000", que permite rendir cuenta sobre el desempeño de las organizaciones respecto a este estándar, a través de los indicadores de la Guía G3 del GRI.



3. Política de Sostenibilidad: Siete Compromisos por un Desarrollo Sostenible

En el ámbito de la sostenibilidad, los principios relevantes para el desempeño económico, ambiental y social se encuentran definidos en la Política de Sostenibilidad, desarrollada por Endesa (España) en 2003, la cual es de aplicación a todas sus empresas a nivel mundial.

En línea con dichas directrices, la Política de Sostenibilidad de Enersis identifica los principales grupos de interés de la compañía y las responsabilidades que asume con cada uno de ellos, dando lugar a Siete Compromisos por un Desarrollo Sostenible. Estos principios son coherentes con la estrategia, valores y proyecto empresarial de la compañía, y constituyen el fundamento de su comportamiento en este terreno.

4. Cambio Climático y enraizamiento local

Adicionalmente, en el primer semestre de 2009, nuestra matriz lanzó el Plan de Sostenibilidad 2008-2012, dirigido a todos los países donde la compañía desarrolla sus operaciones.

Con una duración de cinco años, el PES determina las prioridades estratégicas y las líneas de acción de la compañía en términos generales. Para su elaboración, se consideró el plan estratégico de la compañía, la visión, misión y valores corporativos. El documento se estructura sobre la base del cumplimiento de los Siete Compromisos para un Desarrollo Sostenible que articulan la Política de Sostenibilidad, e incorpora dos retos que dan respuesta a las demandas identificadas en los diferentes grupos de interés: lucha contra el cambio climático y enraizamiento local.

El PES 2008-2012 contempla el desarrollo de Planes País, a través de los cuales la se trasladan las líneas básicas y los nuevos retos a cada uno de los países donde actúa. En base a ello, en 2010 el Grupo Enersis elaboró el Plan de Sostenibilidad Chile, que traza la ruta para todas las acciones del Grupo Enersis en el país. En él, se establecen metas a nivel nacional hasta 2014, se identifican las principales acciones para lograrlas, y se definen los mecanismos para asegurar su cumplimiento y evaluar el grado de avance.



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%
Pangue	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

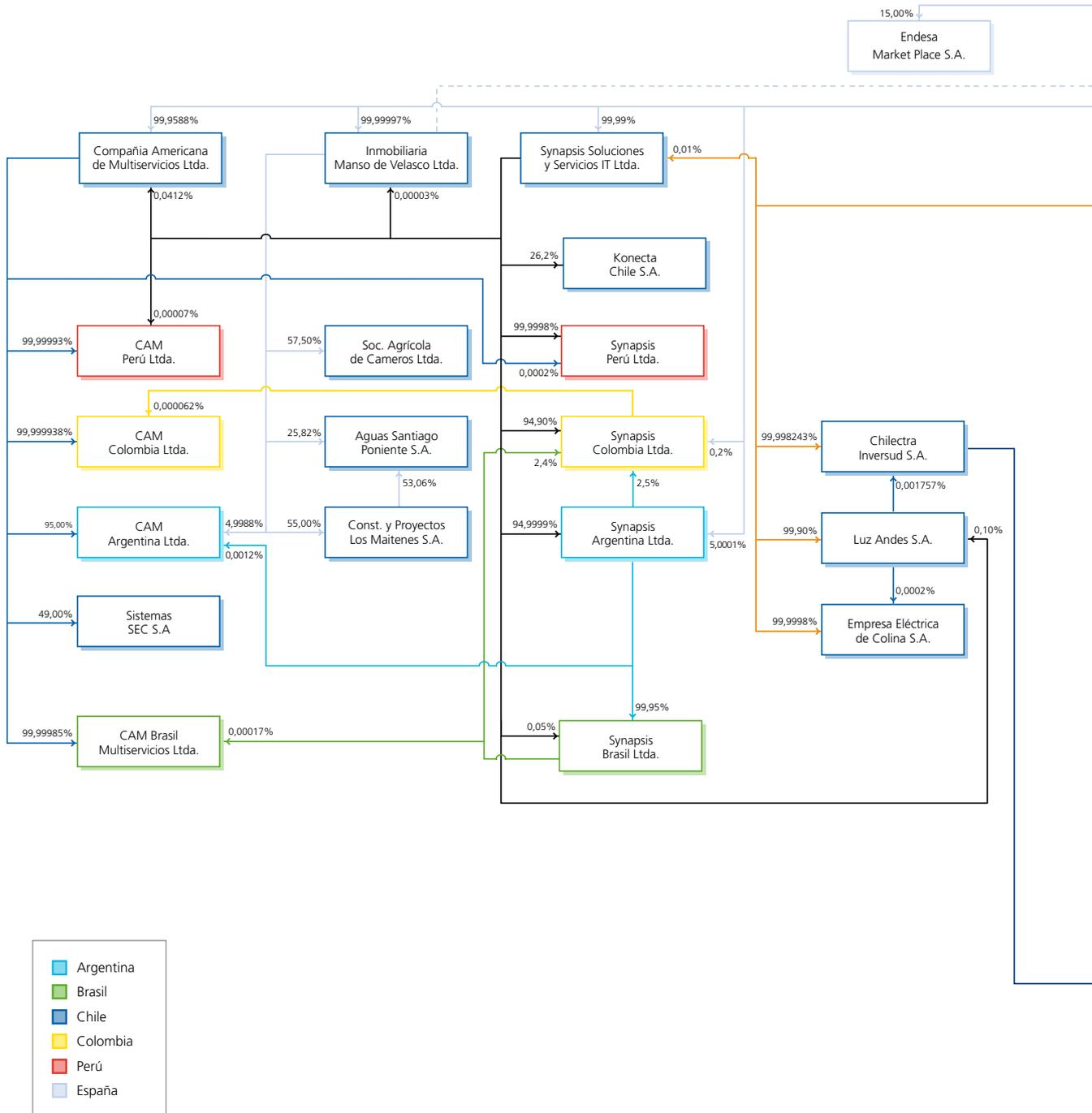
Dx: Distribución

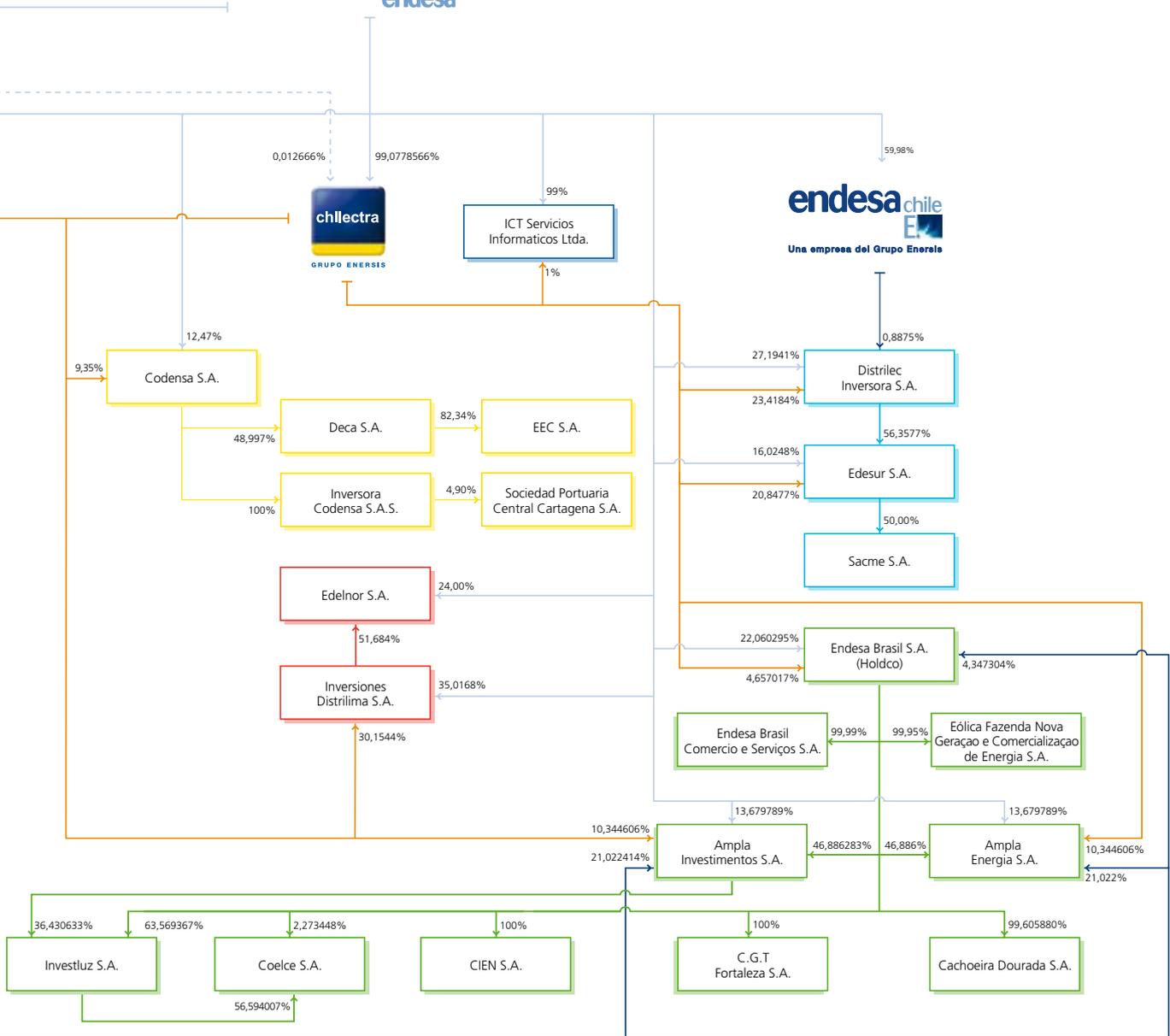
Tx: Transmisión / Comercialización

Ox: Gasoductos, otros

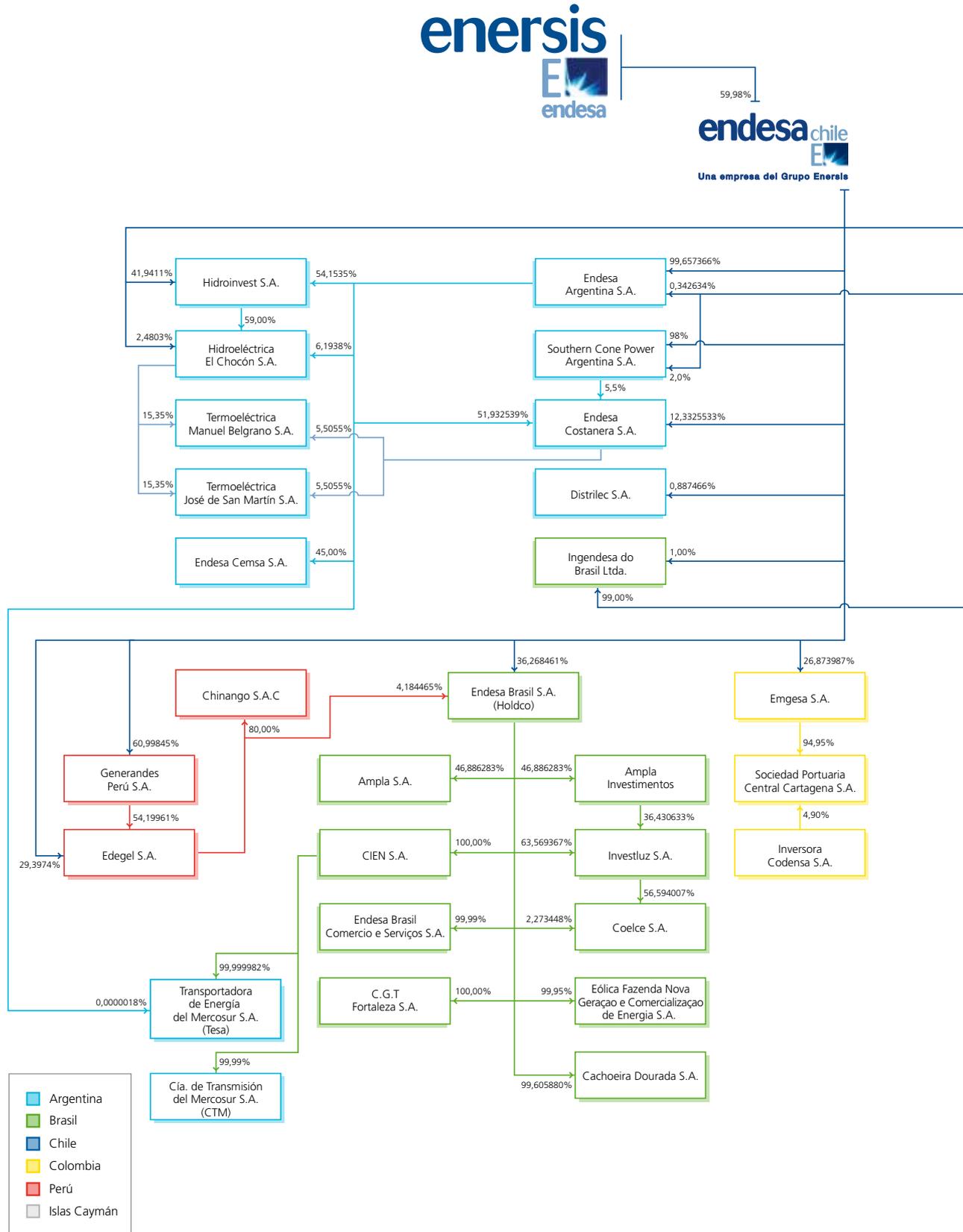
(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis

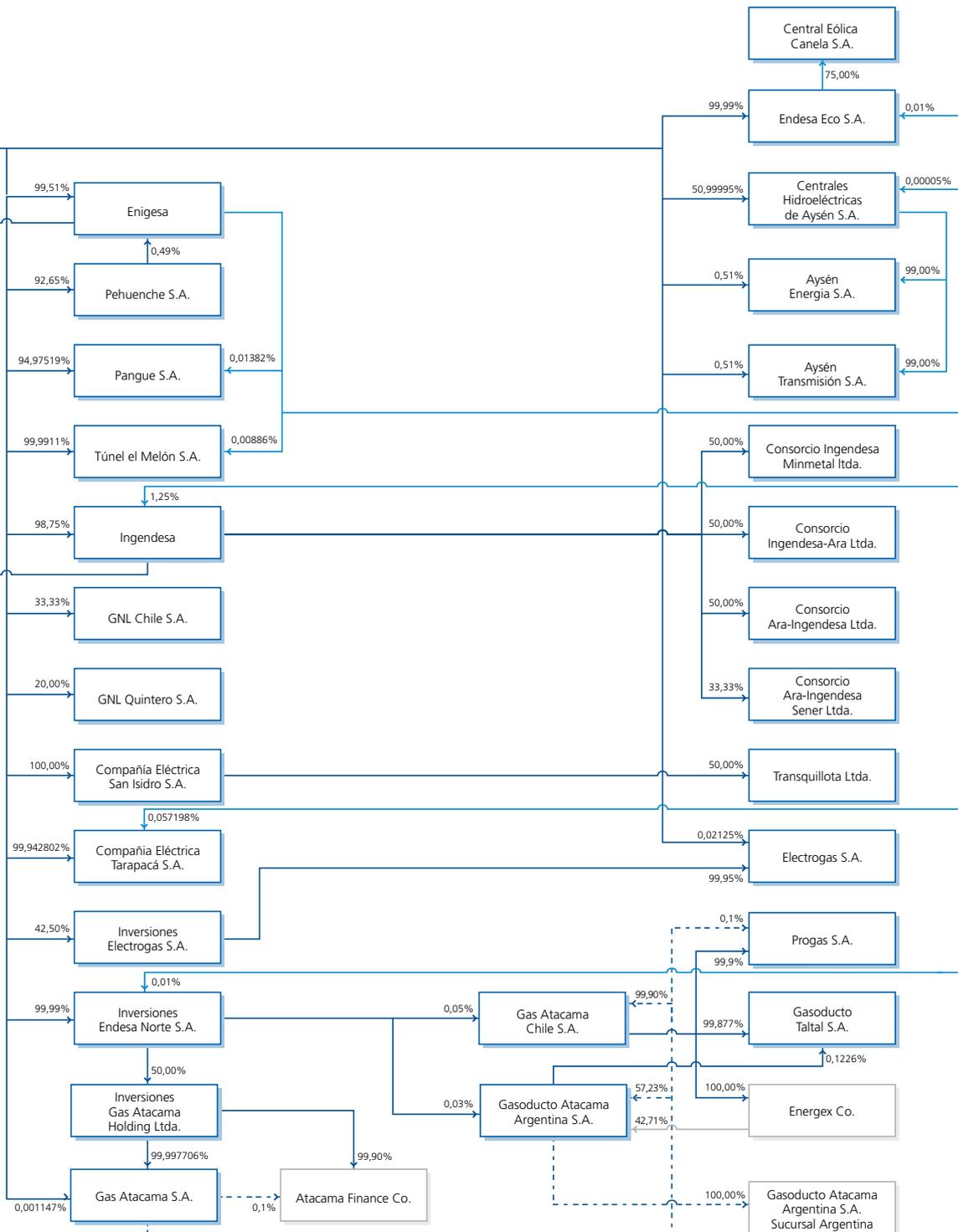
2. Perímetro de participaciones societarias de Enersis





3. Perímetro de participaciones societarias de Endesa Chile





A photograph of an industrial facility at night, featuring several tall, cylindrical towers with red and white horizontal stripes. The towers are illuminated from within, and their tops are lit with red lights. A complex network of pipes and scaffolding is visible in the foreground and middle ground. A white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text "Hechos relevantes consolidados".

Hechos relevantes
consolidados



1. Enersis

- Con fecha 23 de abril de 2010 y de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N°18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de esa Superintendencia, se informó el siguiente hecho esencial:
 - 1.- En Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A. de fecha 22 de abril de 2010, se eligió un nuevo Directorio de la compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:
 - Sr. Pablo Yrarrázabal Valdés
 - Sr. Andrea Brentan
 - Sr. Rafael Miranda Robredo
 - Sr. Hernán Somerville Senn
 - Sr. Eugenio Tironi Barrios
 - Sr. Leonidas Vial Echeverría
 - Sr. Rafael Fernández Morandé
 - 2.- En esta sesión de Directorio fue elegido como Presidente del Directorio y de la Compañía, Don Pablo Yrarrázabal Valdés, como Vicepresidente, Don Andrea Brentan y como Secretario, Don Domingo Valdés Prieto.
 - 3.- Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé. De conformidad a lo dispuesto en la circular N°1.956 de la Superintendencia, se informa que los tres Directores antes señalados son independientes.
 - 4.- El Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Leonidas Vial Echeverría

2. Chilectra

2.1 Respuesta oficio circular N°574

- Con fecha 3 de marzo de 2010 se comunica lo siguiente:

Informamos a usted sobre los tres aspectos allí indicados, siguiendo el mismo orden planteado. Cabe hacer presente que la información que proporcionamos está evolucionando en el tiempo debido a la dinámica de los acontecimientos.

 - 1.- Desde el lunes 1 de marzo nuestras oficinas de atención de público otorgan sus servicios (recaudación, servicio al cliente, etc.) en su horario habitual, con dotación completa y todos los sistemas funcionando. El call center ha funcionado ininterrumpidamente desde primera hora de la mañana del sábado 27 de febrero, prestando el servicio telefónico con dotación completa a partir del lunes 1 de marzo. Los sistemas de lectura de consumos, facturación y reparto de boletas están habilitados y en operación.

Por su parte, el suministro eléctrico que Chilectra recibe desde el Sistema Interconectado Central se vio interrumpido en su totalidad producto del sismo. El suministro a los clientes se reestableció en gran parte luego de las primeras horas y el resto gradualmente, alcanzando el 91% de ellos al día 02 de marzo pasado.

- 2.- Existen instalaciones y equipos (transformadores, arranques, subestaciones, líneas y otros) que sufrieron algún grado de deterioro total o parcial producto del sismo y que ha afectado el suministro de nuestros clientes según lo mencionado en el punto anterior.
- 3.- Chilectra S.A. cuenta con seguros contratados y con las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, en cuanto daños materiales, como por interrupción de negocios. Sobre el particular, podemos informar que hemos iniciado el levantamiento de los daños, a objeto de proveer a las instancias correspondientes la información requerida en este tipo de situaciones.

2.2 Dividendos

- a) En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010, se acordó distribuir a contar de 20 de Mayo de 2010, un dividendo definitivo de \$14,00 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.
- b) El Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 27 de julio de 2010, se acordó distribuir a contar del 30 de agosto de 2010, un dividendo provisorio de \$17 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010.
- c) El Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 26 de octubre de 2010, se acordó distribuir a contar del 30 de noviembre de 2010, un dividendo provisorio de \$12 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010.

2.3. Renovación del Directorio y designación del vicepresidente del Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 22 de abril de 2010, se designaron Directores de la Compañía a los señores:

- 1.- Macarena Lama Carmona
- 2.- Massimo Tambosco
- 3.- Hernán Felipe Errázuriz Correa
- 4.- Álvaro Pérez de Lema de la Mata
- 5.- Marcelo Llévanes Rebolledo

En Sesión Ordinaria del directorio N°04/2010, celebrada el día 23 de abril de 2010, se procedió a nombrar Vicepresidente del Directorio a don Massimo Tambosco.

En sesión ordinaria del directorio, celebrada el día 30 de septiembre de 2010 don Massimo Tambosco presentó su renuncia al cargo de Director y Vicepresidente, la que se hizo efectiva a partir de la conclusión de dicha sesión.

2.4 Otros

En la Sesión Ordinaria del Directorio N°4/2010, celebrada el día 23 de abril 2010, se acordó fijar la política general de habitualidad de conformidad a lo dispuesto en el artículo 147 letra b) de la Ley N°18.046.

La mencionada política, cuyo resumen explicaremos a continuación, incluye aquellas operaciones que son ordinarias en consideración al giro social y tienen una

vinculación con la actividad principal de Chilectra S.A., esto es, el suministro de energía eléctrica a sus clientes. Por lo tanto, las operaciones que se relacionan con las actividades ordinarias y habituales que corresponden al giro social de Chilectra S.A. son, entre otras, las siguientes:

Contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica a las empresas generadoras; cuenta corriente mercantil entre Chilectra S.A. y Enersis S.A.; contratos de servicio de logística y suministro de materiales; contratos de compra de materiales menores; contratos de servicios de ingeniería, estudios y proyectos de líneas de alta tensión, subestaciones de poder, redes de media y baja tensión y alumbrado público; contratos de servicios de lectura de medidores y reparto de boletas; contratos de servicios de construcción y mantenimiento de empalmes; contratos de servicios informáticos, data center, microinformática, software y hardware, y contratos de servicios de arrendamiento de medidores.

Por último, es del caso hacer presente que el texto íntegro del referido acuerdo será puesto a disposición de los accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de Internet de la Compañía.

3. Endesa Chile

- Con fecha 26 de febrero de 2010, y 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 esa Superintendencia, se informó el siguiente hecho esencial:
Con esta fecha, el Directorio de la Compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2009 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria, celebrada con fecha 15 de abril de 2009. La modificación consiste en rebajar del 60% al 35,11% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2009.
De conformidad con lo anteriormente expuesto el Directorio propondrá a la junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile, a celebrarse en abril de 2010, repartir un dividendo definitivo de \$ 26,84285 por acción, lo que representa un reparto total ascendente a Ch\$220.158.467.928. A éste, habrá que descontar el dividendo provisorio de \$9,31235 por acción pagado en diciembre de 2009. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$ 17,53050 por acción de la Compañía, el cual, de ser aprobado por la junta ordinaria, será pagado en las fechas que ésta determine.
- Con fecha 11 de marzo de 2010, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley N°18.046, se informó a la Superintendencia que el Directorio de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó citar a Juntas Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas para el día 22 de abril de 2010 a partir de las 10:00 hrs., 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 2009;
2. Información sobre la política acordada por el Directorio para el cálculo de la utilidad líquida distribuible correspondiente a los estados financieros anuales; y sobre la opción determinada por aquel para el tratamiento de los ajustes de primera aplicación, de conformidad con la Circular N°1.945, de la Superintendencia de Valores y Seguros;

3. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;
4. Exposición respecto de la Política de Dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;
5. Aprobación de la Política de Inversiones y Financiamiento propuesta por el Directorio;
6. Elección del Directorio de la sociedad;
7. Fijación de la remuneración del Directorio;
8. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y determinación de su presupuesto para el ejercicio 2010;
9. Informe anual de gestión del Comité de Directores e informe sobre actividades y gestión del Comité de Auditoría;
10. Designación de una empresa de auditoría externa, regida por el Título XXVIII de la Ley de Mercado de Valores para el ejercicio 2010;
11. Elección de dos Inspectores de Cuentas Titulares y de dos suplentes y determinación de su remuneración;
12. Información sobre acuerdos adoptados por el Directorio para aprobar operaciones con partes relacionadas, conforme al artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas;
13. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta.

La Junta Extraordinaria conocerá y se pronunciará sobre las siguientes materias:

1. Modificación de los siguientes artículos de los estatutos sociales, a fin de adecuarlos a las disposiciones de la ley de Sociedades Anónimas y de la ley de Mercado de Valores que fueron modificadas por la Ley N°20.382; y a las disposiciones del Reglamento de Sociedades Anónimas: art. 6, inciso primero, relativo a las anotaciones del registro de accionista, para adecuarlo al art. 13 del citado Reglamento; art. 14, inciso final, relativo a la citación a sesiones Extraordinarias de Directorio, para adecuarlo al art. 40 del citado Reglamento; art. 16, relativo a las operaciones con partes relacionadas que celebre la sociedad, para adecuarlo al art.147 de la Ley de Sociedades Anónimas; art. 16 bis para eliminar la referencia al art. 44 de la Ley 18.046; art. 17, inciso segundo, relativo al momento en que pueden llevarse a efecto los acuerdos de directorio, para adecuarlo al art. 48 de la Ley de Sociedades Anónimas; art. 21, inciso segundo, relativo a las personas a quienes el directorio puede delegar parte de sus facultades, para adecuarlo al art. 40 de la Ley de Sociedades Anónimas; e inciso final, relativo al registro público de presidentes, directores, gerentes o liquidadores que debe llevar la sociedad, para adecuarlo al art. 135 de la Ley de Sociedades Anónimas; modificación del Título IV de los estatutos sociales "Comité de Directores y Comité de Auditoría", artículos 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29, para efectos de fusionar ambos Comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos por la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos al artículo 50 bis de la ley de Sociedades Anónimas y adicionalmente exigiendo a los miembros del Comité el cumplimiento de los requisitos de independencia exigidos por la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, así como por la Securities and Exchange Commission y The New York Stock Exchange; art. 33, inciso primero relativo a la obligación de comunicar a la Superintendencia de Valores y Seguros el nombramiento, vacancia o reemplazo de presidente, directores, gerentes, ejecutivos principales, administradores y liquidadores, para adecuarlo al art. 68 de la Ley de Mercado de Valores; art. 36, letra d), relativo a las materias de Junta Extraordinaria, para adecuarlo al art. 57 de la Ley de Sociedades Anónimas; art. 38, inciso segundo, relativo a la citación a Junta que debe enviarse por correo a cada accionista; e inciso final, relativo a la validez de las Juntas cuando se omiten las

- formalidades para su citación, para adecuarlos al art. 59 de la Ley de Sociedades Anónimas; art. 43, relativo a la designación de auditores externos, para adecuarlo al Título XXVIII de la Ley de Mercado de Valores; art. 44, inciso quinto, relativo a la publicación del balance general, para adecuarlo al art. 76 de la Ley de Sociedades Anónimas; e inciso final, relativo a ejemplares de los estatutos sociales y listas de accionistas que la sociedad debe mantener en su sede, para adecuarlo al art. 7 de la Ley de Sociedades Anónimas; art. 44 bis para eliminar la obligación de envío a los accionistas del informe de los inspectores de cuentas y de la proposición de la política de inversión y financiamiento y art. 49, relativo al arbitraje, para adecuarlo al art. 125 de la Ley de Sociedades Anónimas;
2. Aprobación del texto refundido de los estatutos sociales;
 3. Autorización para la constitución de una o más prendas y el otorgamiento de una o más cesiones de derechos sobre los créditos correspondientes a deudas subordinadas actuales y/o futuras de GNL Quintero S.A. para con Empresa Nacional de Electricidad S.A., en favor de los acreedores de GNL Quintero S.A., a fin de garantizar el cumplimiento fiel, íntegro y oportuno de todas y cada una de obligaciones contraídas a favor de dichos acreedores bajo el Contrato de Créditos de fecha 25 de Julio de 2008, suscrito con un sindicato de bancos extranjeros y con el accionista extranjero de la sociedad British Gas, a objeto de financiar el proyecto de construcción del Terminal de Regasificación de GNL Quintero S.A.;
 4. Adopción de los acuerdos necesarios para la legalización de las reformas estatutarias aprobadas en el número 1 precedente y el debido cumplimiento y ejecución de las resoluciones y acuerdos adoptados en la Junta.
En su oportunidad, se enviará a esa Superintendencia la copia del aviso de citación a las juntas Extraordinaria y Ordinaria de accionistas y el resto de la documentación pertinente.
- Con fecha 23 de Abril de 2010, 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 esa Superintendencia, informó el siguiente hecho esencial:
La junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010 acordó repartir el día 5 de mayo de 2010 un dividendo de \$17,53050 por acción. Considerando el dividendo provisorio de \$9,31235 por acción pagado en diciembre de 2009, el dividendo definitivo por el ejercicio 2009 ascendió a \$26,84285.
 - Con fecha 23 de abril de 2010, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y normativa administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó el siguiente hecho esencial:
En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada con fecha 22 de abril de 2010, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.
El directorio quedó conformado por las siguientes personas:
Jaime Bauzá Bauzá
Paolo Bondi
Francesco Buresti
José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín
Vittorio Corbo Lioi
Jaime Estévez Valencia
Luis de Guindos Jurado
Felipe Lamarca Claro
Jorge Rosenblut

En sesión ordinaria de directorio, celebrada con fecha 23 de abril del presente, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Jorge Rosenblut y como Vicepresidente al señor Paolo Bondi.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del comité de directores a los señores Jaime Bauzá Bauzá, Jaime Estévez Valencia y Felipe Lamarca Claro.

- Con fecha 23 de abril de 2010 de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y normativa administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, comunicó el siguiente hecho esencial:

El Directorio de la Compañía en sesión celebrada con fecha 23 de abril de 2010, ha procedido a adoptar la siguiente política sobre operaciones habituales que corresponden al giro ordinario, la cual regirá a contar de esta fecha y que permiten celebrar operaciones con partes relacionadas sin cumplir los requisitos y procedimientos establecidos en los numerales 1 a 7 al artículo 147 de la Ley N°18.046:

Política de Habitualidad

Se consideran habituales aquellas operaciones financieras entre empresas que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial y que bajo la denominación de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros estructurados, se celebren para la optimización del manejo de caja de las sociedades.

Se consideran habituales las operaciones entre partes relacionadas que se relacionan con contratos de suministro eléctrico sujetos a precios regulados o que resulten de licitaciones de suministro eléctrico

Se consideran habituales aquellas operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera que realiza la Compañía de forma ordinaria y permanente con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija, compra y venta de divisas, derivados financieros, pactos de retrocompra, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, stand by letter of credit, etc. y que se cataloguen como operaciones entre partes relacionadas, cuando las mismas puedan ser objeto de confrontación de precios de mercado de forma auditable.

- Con fecha 27 de Octubre 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 esa Superintendencia, y debidamente facultado al efecto por el Directorio de la Compañía se informó el siguiente hecho esencial:

Con esta fecha, 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 que la fecha de pago del dividendo provisorio acordado repartir, de conformidad con la política de dividendos vigentes en la sesión de Directorio celebrada el día de hoy, se cambia del mes de Diciembre de 2010 a Enero de 2011.

En la misma sesión, el Directorio acordó repartir en base a su política de dividendos, un dividendo provisorio de \$6,42895 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 y que corresponde al 15% de las utilidades al 30 de Septiembre de 2010. Este dividendo provisorio será pagado a los señores accionistas a contar del 26 de Enero de 2011.

4. Pehuenche

- Con fecha 1 de marzo de 2010, se informó a la Superintendencia de Valores y Seguros que el Directorio de la compañía en su sesión celebrada el día 26 de febrero de 2010, 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 \$ 86,181507 por acción.
Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 14 de abril de 2009.
- Con fecha 30 de marzo de 2010, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial que, en su sesión celebrada hoy, el Directorio de Pehuenche S.A. acordó fijar las siguientes políticas generales de habitualidad, que permiten celebrar operaciones con partes relacionadas sin cumplir los requisitos y procedimientos mencionados en los numerales 1) a 7) del artículo 147 de la Ley 18.046.
 1. Se considera habituales aquellas operaciones financieras con parte relacionada y que bajo la denominación de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros, se celebren para optimizar el manejo de caja de la sociedad.
 2. Asimismo, se considerarán habituales los servicios con parte relacionada relativos a la operación y mantenimiento de las instalaciones de generación de la Compañía, así como de administración y servicios generales tales como de contabilidad, servicios informáticos, informes financieros, activo fijo, tesorería, operaciones bancarias, asesoría tributaria, seguros, aprovisionamiento y otros similares.
- Con fecha 22 de abril de 2010, la sociedad informó que con fecha 21 de abril de 2010, se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas, la cual tuvo por objeto conocer y pronunciarse sobre las siguientes materias:
 1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros e Informe de los auditores externos correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2009.
 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. Informe del Comité de Directores.
 5. Designación de Auditores Externos.
 6. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta e información sobre las operaciones a que se refiere el artículo 44 de la Ley Número 18.046.

En esa oportunidad la Junta aprobó la proposición del Directorio de la Sociedad de pagar un dividendo definitivo del ejercicio 2009, que representa un dividendo total a pagar de \$ 86,181507 por acción. Dicho dividendo, se pagó a partir del día 29 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. La publicación del aviso se efectuó el día 22 de abril en el diario El Mercurio de Santiago.

- Con fecha 25 de junio de 2010, se informó que el Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 24 de junio de 2010, aprobó el reparto de un primer dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2010, por un monto \$ 40,02 por acción. Dicho dividendo provisorio se pagará a partir del día 28 de julio de 2010, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas con cinco días hábiles de anticipación a la fecha antes mencionada.
La publicación se efectuó el día 19 de Julio en el diario El Mercurio de Santiago.
- Con fecha 30 de Septiembre de 2010, se informó que el Directorio de la Compañía en sesión celebrada el día 30 de Septiembre de 2010, aprobó el reparto de un segundo dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2010, por un monto de \$ 63,79 por acción. Dicho dividendo provisorio se pagará a partir del día 27 de Octubre de 2010 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas con cinco días hábiles de anticipación a la fecha antes mencionada.
La publicación se efectuará el día 18 de Octubre en el diario El Mercurio de Santiago.
- Con fecha 15 de Diciembre de 2010, se informó que el Directorio de la Compañía en sesión celebrada el día 15 de Diciembre de 2010, aprobó el reparto de un Tercer Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2010, por un monto de \$ 79,78 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 19 de Enero de 2011 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 10 de Enero de 2011 en el diario El Mercurio de Santiago.

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
(Actualmente existe una vacante)

Principales ejecutivos
Claudio Henríquez Soto
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 y no exterior.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

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

Principales ejecutivos
Marcelo Liévenes Rebolledo
Director Presidente

José Alves de Mello Franco
Luciano Alberto Galasso Samaria
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
1,81%

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; participar de pesquisas vinculadas al sector energético, participar de organizaciones regionales, nacionales e internacionales voltadas a la planificación, operación, intercambio técnico y desarrollo empresarial relacionados al área de energía eléctrica, 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 de Enersis)
Cristián Eduardo Fierro Montes
Nelson Ribas Visconti
Luiz Felipe Palmeira Lampreia

José Alves Mello Franco
José Távora Batista
Marcelo Llévanes Rebolledo

Principales ejecutivos
Marcelo Llévanes Rebolledo
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
0,17%

ARA – INGENDESA

Razón social
Consortio Ara - Ingendesa Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad Ltda.

RUT
77.625.850-4

Dirección
Santa Rosa 76, piso 10,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.000

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.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Apoderados
Alejandro Santolaya de Pablo
Vacante

Apoderados suplentes
Eliás Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso
(Actualmente existen dos vacantes)

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

ARA INGENDESA SENER

Razón social
Consortio Ara - Ingendesa - Sener Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT
76.738.990-6

Dirección
Santa Rosa 76, piso 10,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.000

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.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Apoderados titulares
Alejandro Santolaya de Pablo
Ernesto Ferrandiz Doménech
(Actualmente existen dos vacantes)

Apoderados suplentes
Eliás Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso
Joaquín Botella Malagón
Ángel Ares Montes
(Actualmente existen dos vacantes)

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

ATACAMA FINANCE

Razón social
Atacama Finance Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta

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

Teléfono
(562) 630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.948.463

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.

Actividades que desarrolla
Servicios financieros.

Directorio
Horacio Reyser
Daniel Bortnik Ventura
Ricardo Rodríguez
Eduardo Escaffi Johnson

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

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social
Aysén Transmisión S.A.

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
76.041.891-9

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 713 5000

Capital pagado (M\$)
22.368

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. En la ejecución de su objeto, la sociedad podrá actuar por cuenta propia o de terceros. Para el cumplimiento de su objeto, la sociedad podrá obtener, adquirir y gozar las concesiones 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 de Enersis S.A.)

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

Principales ejecutivos
José Andrés Taboada
Gerente General

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 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 Planificación y Control Enersis S.A)

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
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

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, mediante la suscripción de cualquier número de acciones o cuotas.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Guilherme Gomes Lencastre
Luis Larumbe Aragón
Marcelo Llévenes Rebollo

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General

Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Eugenio Cabanes Durán
Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
Nelson Ribas Visconti

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

CAM

Razón social
Compañía Americana de Multiservicios Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
96.543.670-7

Dirección
Tarapacá 934, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 389 7300

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.572.038

Objeto social
La sociedad tiene por objeto realizar por cuenta propia o de terceros y/o asociada a terceros, tanto en el país como en el extranjero, servicios en general, inmobiliaria y construcción de bienes inmuebles, importadora, exportadora y distribuidora de productos de toda naturaleza.

Actividades que desarrolla
Servicios generales.

Apoderados mancomunados
Klaus Winkler Speringer
Eduardo López Miller (Gerente Regional de Aprovisionamiento de Enersis)

Apoderados suplentes
 Gonzalo Mardones Pantoja

Principales ejecutivos
 Klaus Winkler Speringger
 Gerente General Corporativo

Gonzalo Mardones Pantoja
 Gerente General Chile

Fernando Foix Iñiguez
 Alfredo Herrera Carrasco
 Tomás Casanegra Rivera
 Cristian Gamarra Camus
 Ricardo Camezzana Leo
 Carlos Abarca Vargas

Relaciones comerciales
 Servicios de gestión de obras civiles y suministro de servicios de administración financiera, gerenciales, corporativos y generales. Cuenta corriente mercantiles.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 100% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
 0,00%

CAM ARGENTINA

Razón social
 Compañía Americana de Multiservicios (CAM) S.R.L.

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Ltda.

Dirección
 Avda. Vélez Sarsfield 1160, Capital Federal, Argentina

Teléfono
 (54 11) 4302 2951/58

Capital suscrito y pagado (M\$)
 2.481.302

Objeto social
 El objeto de la sociedad es la prestación de servicios profesionales y técnicos a empresas y organismos nacionales e internacionales, públicos y privados, de asesoramiento, asistencia técnica, montaje, control de procesos, puesta en marcha y mantenimiento de sistemas, maquinarias y aparatos, manutención de redes de transporte y distribución, todos ellos relacionados con la producción, transporte y distribución de energía eléctrica, entre otros objetos.

Actividades que desarrolla
 Servicios generales.

Principales ejecutivos
 Pablo Calderón Pacheco
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 100% - Sin variación.

CAM BRASIL

Razón social
 Cam Brasil Multiserviços Ltda.

Tipo de sociedad
 Sociedad Responsabilidad Ltda.

Dirección
 Avda. José Mendonça de Campos, 680 São Gonçalo – RJ, Brasil

Teléfono
 (55 21) 2702 8000

Capital suscrito y pagado (M\$)
 3.927.319

Objeto social
 Prestación de servicios de ingeniería eléctrica, construcción de redes y grandes obras, servicios comerciales masivos en utilities.

Actividades que desarrolla
 Servicios generales.

Principales ejecutivos
 Pablo Edmundo Calderón Pacheco
 Gerente General

Braulio Luiz Correa Machado
 Ana Paula de Castro Regal

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 100% - Sin variación.

CAM COLOMBIA

Razón social
 Compañía Americana de Multiservicios Ltda. Colombia

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
 Avda. Carrera 68 N° 5-21, Bogotá, Colombia

Teléfono
 (57 1) 417 3000

Capital social y pagado (M\$)
 398.546

Objeto social
 Realizar por cuenta propia, o de terceros y/o asociada a terceros, tanto en el país como en el extranjero, las siguientes actividades: a) Servicios: mediante la prestación de servicios profesionales, técnicos a empresas y organismos nacionales e internacionales, públicos y privados; b) Constructora e inmobiliaria, mediante la construcción y refacción de todo tipo muebles y la ejecución de proyectos; c) Importación y exportación de todo tipo de materiales; d) Comercial mediante la compra, venta, permuta, fraccionamiento, consignación y distribución de todo tipo de materiales; e) Industrial mediante la producción, ensamble o fabricación en cualquiera de sus etapas de toda clase de materiales o maquinarias; f) Diseño, creación, explotación y venta de servicios y tecnología de la información y comunicación (hardware y/o software); g) Inversiones mediante la participación en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
 Servicios generales.

Principales ejecutivos
 Carlos Alberto Zarruk Gómez
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 100% - Sin variación.

CAM PERÚ

Razón social
 Compañía Americana de Multiservicios del Perú S.R.L.

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Ltda.

Dirección
 Jr. Teniente César López Rojas 201, piso 3, Maranga, San Miguel, Lima, Perú

Teléfono
 (51 1) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M\$)
 829.256

Objeto social
 Realizar por cuenta propia o de terceros servicios profesionales y técnicos de gestión y compra de materiales o equipos para servicios vinculados con electricidad, agua, gas y comunicaciones, entre otros; administración de almacenes y materiales de control y ejecución de obras, medición y calibración, asesoramiento, asistencia técnica, montajes, control de procesos, puesta en marcha y mantenimiento de sistemas, maquinarias y aparatos, manutención de redes de transporte y distribución; todos ellos relacionados con la producción, transporte y distribución de agua, gas telecomunicaciones y energía en cualquiera de sus formas. Constructora e inmobiliaria: construcción y refacción de todo tipo de inmuebles y la ejecución de proyectos, dirección y realización de obras de ingeniería y/o arquitectura en general.

Actividades que desarrolla
Servicios generales.

Principales ejecutivos
Ramón Gonzalo Cubillos Garay
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100% - 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, piso 12, 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
(Actualmente existe una vacante)

Directores suplentes
Alan Fisher Hill
Julio Montero Montegú
Claudio Betti Pruzo
Juan Cristóbal Pavéz Recart
(Actualmente existe una vacante)

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
44,99% - 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
Lionel Roa Burgos

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

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

CEMSA

Razón social
Endesa Cemsas 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, actuando por cuenta propia y/o por mandato y/o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, la compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo pero no limitado a la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados con la actividad antes mencionada, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones, todo ello conforme a la regulación y demás normativa vigente. Asimismo la Sociedad, actuando por sí o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, 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 con la actividad antes mencionada, todo ello conforme a la regulación y demás normativa vigente. De la misma manera la Sociedad, actuando por sí o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, podrá 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 con la actividad antes mencionada, todo ello conforme a la regulación y demás normativa vigente. La Sociedad podrá realizar a tales efectos todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con la actividad que comprenden su objeto social, teniendo para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no sean prohibidos por las leyes o por este estatuto.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica.

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.

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\$)
120.975.665

Objeto social
El objeto de la sociedad es el desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén, el cual contempla una capacidad estimada de dos mil trescientos cincuenta y cinco MW distribuida en 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; c) La administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica; d) La prestación de servicios relacionados con su objeto social. Las actividades antes mencionadas podrán ser realizadas por cuenta propia o de terceros. Para el cumplimiento de su objeto, la sociedad podrá obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos que se requieran. 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 de Enersis)

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
Macarena Lama Carmona
Álvaro Pérez de Lema de la Mata
Hernán F. Errázuriz Correa
Marcelo Llévénos Rebolledo
(Actualmente existe una vacante)

Principales ejecutivos
Cristián Fierro Montes
Gerente General

Gonzalo Vial
Guillermo Pérez del Río
Andreas Gebhardt Strobel
Enrique Fernández Pérez
Ramón Castañeda Ponce
Christian Mosqueira Vargas
Jean Paul Zalaquet Falaha
Gonzalo Labbé Reyes
Mauricio Daza Espinoza

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
12,44%

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

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 pagado (M\$)
45.086.557

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, comercialización y transmisión 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 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
Orlando Adalberto Díaz

Directores suplentes
Jorge Raúl Burlando Bonino
Francisco Domingo Monteleone
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Fernando Carlos Boggini
Héctor Osvaldo Mendiberrí
Alejandro Nagel
José Luis Mazzone

Principales ejecutivos
Fernando Claudio Antognazza
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
39,21% - Sin variación.

CIEN

Razón social
Compañía de Interconexión Energética S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos,
Niterói, Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 3607 9500

Capital pagado (M\$)
79.948.998

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 de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llavenes Rebolledo
Guilherme Gomes Lencastre
José Augustín Venegas Maluenda

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General

Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Eugenio Cabanes Durán
Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
Marcelo Schmidt

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

CODENSA

Razón social
Codensa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de derecho privado – Empresa de
servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A #93-66, Bogotá, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.934.010

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.

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
 José Antonio Vargas Lleras
 Cristian Fierro Montes
 José Antonio Vargas Lleras
 Orlando José Cabrales Martínez
 Lucio Rubio Díaz
 Mónica de Greiff Lindo
 Juan Ricardo Ortega López
 Carlos Eduardo Bello Vargas

Directores suplentes
 Juan Manuel Pardo Gómez
 Leonardo López Vergara
 Antonio Sedán Murra
 Cristián Herrera Fernández
 Henry Navarro Sánchez
 Héctor Zambrano Rodríguez
 Yazmit Consuelo Beltrán Rojas

Principales ejecutivos
 Cristián Herrera Fernández
 Gerente General

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
 Pablo Andrés Aguayo González
 Soledad Pizarro Moreno

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

Proporción sobre Activo de Enersis
 2,28%

COELCE

Razón social
 Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Abierta

Dirección
 Rua Padre Valdevino, 150 - Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono
 (55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M\$)
 121.465.440

Objeto social
 Distribución de energía eléctrica y servicios afines, en el Estado de Ceará.
 (a) la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les vengán a ser concedidos o autorizados por cualquier título de derecho, y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio decurrentes de esas actividades;
 (b) la realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permiso que les fueren otorgados, con jurisdicción en el área territorial del Estado de Ceará, y otras áreas definidas por el Poder Concedente;
 (c) el estudio, proyecto y ejecución de planos y programas de pesquisa y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables, acciones que desarrollará directamente o en cooperación con otras instituciones;
 (d) el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía, directamente o en colaboración con órganos estatales o privados, pudiendo, también, suministrar datos, informaciones y asistencia técnica a la iniciativa pública o privada que revele empeño en implantar actividades económicas y sociales necesarias al desarrollo;
 (e) la práctica de de más actos que se hicieren necesarios al objeto social, bien como la participación en el capital social de otras compañías en Brasil o en el exterior, cuyas finalidades seamos la explotación de servicios públicos de energía eléctrica, incluyendo los enchufados a la producción, generación, transmisión y distribución.

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
 Mario Fernando de Melo Santos
 Marcelo Llêvenes Rebollado
 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 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
 Vlândia Viana Regis
 José Nunes de Almeida Neto

Principales ejecutivos
 Abel Alves Rochinha
 Gerente Presidente

José Nunes de Almeida Neto
 Olga Jovanna Carranza Salazar
 José Távora Batista
 Marcelo Schmidt
 Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
 Carlos Ewandro Naegele Moreira
 Luiz Carlos Laurens Ortins Bettencourt
 Cristine de Magalhães Marcondes
 José Alves de Mello Franco
 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\$)
 40.139.443

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
 Víctor Jarpa Riveros
 Andrés Salas Estrades
 Luis Felipe Edwards Mery
 José Manuel Guzmán Nieto
 (Actualmente existe una vacante)

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 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
Eduardo J. Romero
Simón Dasensich
Carlos Martín Vergara

Directores suplentes
Roberto José Fagan
Damián Camacho
Francisco Domingo Monteleon
Fernando Carlos Boggini
Bernardo Iriberrí
Jorge Raúl Burlando Bonino
Alfredo Mauricio Vítolo
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
Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme 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)

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Rut
900.265.917-0

Dirección
Carrera 9 N° 73-44 Piso 5

Capital suscrito y pagado (M\$)
48.457.902

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.

Actividades que desarrolla
Distribución y comercialización de energía eléctrica

Directores titulares
Jorge Armando Pinzon Barragan
Cristian Herrera Fernández
Mario Acevedo Trujillo

Directores Suplentes
Ernesto Moreno Restrepo
Roberto Ospina Pulido
Jaime Herrera Rodríguez

Principales Ejecutivos
Henry Navarro Sánchez
Gerente General

Mario Trujillo Hernández

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,65% (sin variación)

DISTRILEC INVERSORA

Razón social
Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
San José 140, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)
93.172.557

Objeto social
Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Clovis Correa de Queiroz
Cristián Fierro Montes
Gonzalo Vial Vial
María Inés Justo
Santiago Daireaux
Ramiro Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis)
Daniel Casal
Jorge Subijana
Rigoberto Mejía Aravena
Martin Mandanaro

Directores suplentes
Mónica Diskin
Roberto José Fagan
Manuel María Benites
Pedro Eugenio Aramburu
Benjamín Guzmán
Fernando Caratti
Alberto Sagesse
Claudio Díaz
Jean Yatim Morillas
(Actualmente existe una vacante)

Principales ejecutivos
José María Hidalgo Martín-Mateos
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
50,93% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
2,27%

EDEGEL

Razón social
Edegel S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7,
Centro Empresarial Camino Real, San Isidro, Lima, Perú

Capital pagado (M\$)
374.326.011

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.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Ignacio Blanco Fernández
Alberto Briand Rebaza Torres
Joaquín Galindo Vélez
Rafael Fauque Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Francisco García Calderón Portugal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Directores suplentes
Milagros Noriega Cerna
Juan Benabarre Benaigues
Julián Cabello Yong
Teobaldo José Cavalcante Leal
Arrate Gorostidi Aguirresarobe
Claudio Herzka Buchdahl
Alberto Triulzi Mora

Principales ejecutivos
Carlos Luna Cabrera
Gerente General

Christian Schroder Romero
Milagros Noriega Cerna
Julián Cabello Yong
Carlos Rosas Cedillo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,46% (sin variación)

EDELNOR

Razón social
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Jr. Teniente Cesar López Rojas 201 Urb. Maranga, San
Miguel, Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M\$)
88.232.785

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del
servicio de distribución, transmisión y generación de energía
eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación
vigente. Complementariamente, la Sociedad podrá dedicarse
a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a
la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre
otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera
de una autorización expresa conforme con la legislación
vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Directorio
Reynaldo Llosa Baber
Ignacio Blanco Fernández
Juris Agüero Carocca
Ramiro Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis)
Teobaldo José Cavalcante Leal
Alfredo Santiago Carlos Ferrero Diez Canseco
Cristian Eduardo Fierro Montes
Fernando Fort Marie

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General

Carlos Solís Pino
Walter Sciuotto Brattoli
Rocio Pachas Soto
Teobaldo Leal Cavalcante
Luis Salem Hone
Pamela Gutiérrez Damiani
Alfonso Valle Cisneros

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,54% (sin variación)

Proporción sobre Activo de Enersis
2,80%

EDESUR

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076), Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)
135.477.599

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y
operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Cristian Fierro Montes
Clovis Correa de Queiroz
Marcelo Silva Iribarne
Juan Carlos Blanco
Rigoberto Mejía Aravena
Juan Pablo Larraín Medina
(Gerente Regional de Comunicación de Enersis)
Gonzalo Vial Vial

Ramiro Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis)
Ernesto P. Badaraco

Directores suplentes
Santiago Daireaux
Manuel María Benites
Roberto Fagan
Daniel Casal
Fernando Caratti
Pablo Martín Lepiane
Alan Arntsen
Pedro Eugenio Aramburu
María Inés Justo

Principales ejecutivos
José María Hidalgo Martín-Mateos
Gerente General

Juan Eduardo Verbitsky
Sandro Ariel Rollan
Osvaldo Rolando
Juan Garade
Daniel Roberto Alasia
Héctor Ruiz Moreno
Silvia Migone Díaz
José María Gottig
Daniel Horacio Martini
Jorge Lukaszczuk

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
65,39% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
2,90%

ELECTROGAS

Razón social
Electrogas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.806.130-5

Dirección
Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las
Condes
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 299 3400

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
Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
9.934.053

Directores titulares
Claudio Iglesias Guillard
Juan Eduardo Vásquez Moya
Enrique Donoso Moscoso
Pedro Gatica Kerr
Rafael Sotil Bidart

Directores suplentes
Rosa Herrera Martínez
Jorge Bernardo Larraín Matte
Cristian Morales Jaureguiberry
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos
Carlos Andreani Luco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
25,49% - Sin variación.

EMGESA

Razón social
Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Servicios Públicos

Dirección
Carrera 11 N°82-76, piso 4, Santa Fe de Bogotá, D.C.
Colombia

Capital pagado (M\$)
142.906.410

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.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
José A. Vargas Lleras
Joaquín Galindo Vélez
Lucio Rubio Díaz
Luisa Fernanda Lafourie
Mónica De Greiff
Beatriz Helena Arbeláez
José Iván Velásquez

Directores suplentes
Sebastián Fernández
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
Andrés López Valderrama
Henry Navarro Sánchez
María Camila Uribe
Manuel Jiménez Castillo

Principales ejecutivos
Lucio Rubio Díaz
Gerente General

Andrés Caldas Rico
Juan Manuel Pardo
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
María Celina Restrepo
Leonardo López
Rafael Carbonell Blanco
Omar Serrano
Soledad Pizzarro

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
16,12% - Sin variación

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Rut
860.007.638-0

Dirección
Carrera 11 N° 93-52 Bogotá D.C.

Teléfono
(571) 7051800

Capital suscrito y pagado (M\$)
9.304.652

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.

Actividades que desarrolla
Generación, transmisión, distribución y comercialización de
energía eléctrica.

Directores titulares
Mario Trujillo Hernández
Jorge Armando Pinzón Barragan
Ernesto Moreno Restrepo
Andrés Gonzales Díaz
Paulo Jairo Orozco Díaz

David Felipe Acosta Correa
 Manuel Enrique Agamez Hernandez

Directores suplentes
 Fabiola Leal Castro
 Juan Manuel Bernal Crespo
 Heliodoro Mayorga Moncada
 Carlos Hernán Valdivieso Laverde
 Davis Feferbaum Gutfraind
 Javier Blanco Fernandez
 Ricardo Lozano Forero

Principales ejecutivos
 David Felipe Acosta Correa
 Gerente General

Carlos Mario Restrepo Molina
 Javier Blanco Fernández
 Fernando Alonso Rivera Martínez
 Alberto Duque Ramirez
 Olga Cecilia Pérez Rodríguez

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 8,77% (sin variación)

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Razón social
 Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
 96.783.910-8

Dirección
 Chacabuco 31, Colina, Santiago, Chile

Teléfono
 (56 2) 844 4280

Capital suscrito y pagado (M\$)
 82.222

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

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica.

Principales ejecutivos
 Leonel Martínez Garrido
 Gerente General

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

ENDESA ARGENTINA

Razón social
 Endesa Argentina S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima

Dirección
 Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
 (5411) 4307 3040

Objeto social
 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.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
 81.188.759

Directores titulares
 José Miguel Granged Bruñen
 Néstor José Belgrano
 Francisco Martín Gutiérrez

Directores suplentes
 José María Hidalgo Martín Mateos
 María Inés Corrá
 Marcelo A. Den Toom

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

EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Razón social
 En- Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
 Praça Leoni Ramos nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono
 (55 21) 2613 7000

Capital pagado (R\$)
 10.000

Objeto social
 La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, el comercio en general, incluso importación y exportación, al por menor y al por mayor, de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones

Principales Ejecutivos
 Ricardo da Silva Correa
 Gerente General

Leonardo de Paula Freitas Guimaraes

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

ENDESA BRASIL

Razón social
 Endesa Brasil S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima

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

Teléfono
 (5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
 226.099.641

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, como socia, cuotista o accionista, bien como, en los límites legalmente permitidos y, cuando fuere el caso, sujeto a la obtención de las aprobaciones reglamentariamente necesarias; 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 de Enersis)
Cristián Eduardo Fierro Montes

Principales ejecutivos
Marcelo Llévanes Rebolledo
Gerente General

Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
Aurelio de Oliveira
Eugenio Cabanes
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Enrique de las Morenas

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

Proporción de la inversión en activos
de Enersis
6,31%

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
Luis de Guindos Jurado
José María Calvo-Sotelo
Francesco Buresti
Jaime Estévez Valencia
Vittorio Corbo Loi
Felipe Lamarca Claro
Jaime Bauzá Bauzá

Principales ejecutivos
Joaquín Galindo Vélez
Gerente General

Renato Fernández Baeza
Carlos Martín Vergara
Eduardo Escaffi Johnson
Pietro Corsi Mislé
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
56,07%

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
Renato Fernández Baeza

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

Capital suscrito y pagado (M\$)
42.639.466

Objeto social
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Guilherme Gomes Lencastre
Marcelo Andrés Llévanes Rebolledo
Luciano Alberto Galasso Samaria

Principales ejecutivos
Manuel Rigoberto Herrera Vargas
Gerente General

Raimundo Câmara Filho
Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
José Ignacio Pires Medeiros
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Eugenio Cabanes Durán
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Manuel Rigoberto Herrera Vargas

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

ENDESA MARKET PLACE

Razón social
Endesa Market Place, en liquidación

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Extranjera

Dirección
Ribera de Loira, 60 CP 28042, Madrid, España

Teléfono
(3491) 213 1000

Capital suscrito y pagado (euros)
6.743.800

Objeto social
B2B y nuevas tecnologías.

Liquidador
Ramón Cabezas Navas

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
15% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,04%

ENERGEX

Razón social
Energex Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta

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

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.680

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 bancos. Además tiene prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Horacio Reyser
Daniel Bortnik Ventura
Ricardo Rodríguez
Eduardo Escaffi Johnson

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

ENIGESA

Razón social
Endesa Inversiones Generales S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.526.450-7

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 630 9000

Capital pagado (M\$)
3.055.838

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.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Directores
Eduardo Escaffi Johnson
Luis Larumbe Aragón
Pietro Corsi Misle

Principales ejecutivos
Pietro Corsi Misle
Gerente General

Relaciones comerciales
Arrendamiento de inmuebles.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,96% - Sin variación.

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social
Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização de Energia S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104, Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital pagado (R\$)
1.839.000

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.

Administración
Marcelo Llévenes Rebollo
Guilherme Gomes Lencastre
Enrique de las Morenas

Principales Ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebollo
Presidente

Guilherme Gomes Lencastre
Enrique de las Morenas

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,28% (sin variación)

GASATACAMA

Razón social
GasAtacama S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.830.980-3

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 366 3800

Capital pagado (M\$)
136.417.468

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 incorpóricas, valores, acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Gonzalo Dulanto Letelier
Claudio Iglesias Guillard

Directores suplentes
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Juan Benabarre Benaiges
Eduardo Ojea Quintana
Eduardo Escaffi Johnson

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

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

GASATACAMA CHILE

Razón social
GasAtacama Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.932.860-9

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago,
Chile

Teléfono
(562) 366 3800

Capital pagado (M\$)
85.593.637

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, muebles o inmuebles; g) La organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Directores titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Gonzalo Dulanto Letelier
Claudio Iglesias Guillard

Directores suplentes
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Juan Benabarre Benaiges
Eduardo Ojea Quintana
Eduardo Escaffi Johnson

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

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

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social
Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.952.420-3

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago,
Chile

Teléfono
(562) 366 3800

Capital pagado (M\$)
97.427.104

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. En cuanto su Agencia establecida en Argentina, antes mencionada, su propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino- Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Directores titulares
Gustavo Venegas Castro
Luis Vergara Aguilar
Rafael Zamorano Chaparro

Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

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

GASODUCTO TALTAL

Razón social
Gasoducto Taltal S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.032.280-4

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

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 Papos en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital pagado (M\$)
17.569.936

Directores titulares
Gustavo Venegas Castro
Luis Vergara Aguilar
Rafael Zamorano Chaparro
Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
 Rudolf Araneda
 Gerente General

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

GENERANDES PERÚ

Razón social
 Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima

Dirección
 Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7,
 San Isidro, Lima, Perú

Teléfono
 (511) 215 6300

Capital pagado (M\$)
 164.297.758

Objeto social
 La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones.

Directores titulares
 Ignacio Blanco Fernández
 Alberto Briand Rebaza Torres
 Joaquín Galindo Velez
 Teobaldo José Calvacante Leal
 Jose Agustín Venegas Maluenda
 Rafael Fauque Bernal
 Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada
 Alberto Triulzi Mora

Directores suplentes
 Guillermo Lozada Pozo
 Rafael Alcázar Uzátegui
 Julian Cabello Yong
 Carlos Rosas Cedillo
 Juan Benabarre Benaiges
 José María Hidalgo Martín-Mateos
 Gonzalo Adolfo De Las Casas Salinas
 Milagros Noriega Cerna

Principales ejecutivos
 Carlos Luna Cabrera
 Gerente General

Milagros Noriega Cerna

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 36,59% - sin variación.

GNL CHILE

Razón social
 GNL Chile S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 76.418.940-K

Dirección
 Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 499 0920

Capital pagado (M\$)
 1.416.273

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.

Actividades que desarrolla
 Importación y comercialización de gas natural.

Directorio
 José Agustín Venegas Maluenda
 Eduardo Morandé Montt
 Rafael Sotil Bidart

Directores suplentes
 Juan Oliva Vásquez
 Gonzalo Palacios Vásquez
 Rosa Herrera Martínez

Principales ejecutivos
 Eric Ahumada Gómez
 Gerente General

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

GNL QUINTERO

Razón social
 GNL Quintero S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 76.788.080-4

Dirección
 Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 499 0900

Capital pagado (M\$)
 91.674.900

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; así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a GNL Chile S.A. La Sociedad tendrá la facultad de realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir con los objetos señalados.

Actividades que desarrolla

Descarga, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado.

Directores titulares
 William Jude Way
 Eduardo Morandé Montt
 Rodrigo Azócar Hidalgo
 Elizabeth Grace Spomer

Directores suplentes
 Patricio Silva Barroilhet
 Francisco Gazmuri Schleyer
 Rosa Herrera Martínez
 Diego Hollweck
 Claudio Iglesias Guillard
 Principales ejecutivos
 Antonio Bacigalupo Gittins
 Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
12% - Sin variación.

HIDROINVEST

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital pagado (M\$)
33.021.025

Objeto social
La sociedad tiene como objeto adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

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

Directores suplentes
Francisco Monteleone
Jorge Raúl Burlando Bonino
Daniel Garrido
Rodolfo Bettinsoli
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Sergio Camps
Oscar Rigueiro

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,64% - Sin variación.

ICT

Razón social
ICT Servicios Informáticos Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

RUT
76.107.186-6

Dirección
Santa Rosa 76, piso 9

Teléfono
(562) 353 4606

Capital pagado (M\$)
500.000

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
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.

Ejecutivos Principales
Rocío Niño Guerra
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,99% (nueva)

Proporción sobre Activo de Enersis
0,02%

INGENDESA

Razón social
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.588.800-4

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

Capital 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 consultoría en todas sus especialidades, tanto en el país como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Directorio
Juan Benabarre Benaiges
Rafael de Cea Chicano
vacante

Principales ejecutivos
Gerencia General vacante

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

INGENDESA BRASIL

Razón social
Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
Praça Leoni Ramos, nº. 1, parte
São Domingos, Niterói
Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 2232 9039

Capital pagado (M\$)
133.845

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.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Apoderado
Sergio Ribeiro Campos

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

INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO

Razón social
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
79.913.810-7

Dirección
Miraflores 383, piso 29, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 378 4700

Objeto social
La adquisición, enajenación, comercialización y explotación de bienes raíces y sociedad de inversiones.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Capital suscrito y pagado (M\$)
25.916.800

Apoderados
Andrés Salas Estrades

Principales ejecutivos
Andrés Salas Estrades
Gerente General

Alfonso Salgado Menchaca
Hugo Ayala Espinoza

Relaciones comerciales
Arrendamiento de inmuebles, prestación de servicios de mesa de dinero, contabilidad, tributaria y otros. Cuenta corriente mercantiles.

Participación de Enersis
100% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,22%

INVERSIONES DISTRILIMA

Razón social
Inversiones DISTRILIMA S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Jr. Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel, Lima, Perú.

Teléfono
(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M\$)
32.841.625

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Ignacio Blanco Fernández
Juris Agüero Carocca
Ramiro Diego Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Plantificación y Control de Enersis)
Teobaldo José Cavalcante Leal
Cristian Eduardo Fierro Montes

Directores alternos
Manuel Muñoz Laguna
Patricia Mascaró Díaz
Walter Scitutto Brattoli
Ricardo Camezzana Leo
Pamela Gutierrez Damiani

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
64,90% sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
0,51%

INVERSIONES ELECTROGAS

Razón social
Inversiones ElectroGas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.889.570-2

Dirección
Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Las Condes Santiago, Chile

Teléfono
(562) 299 3400

Objeto social
El objeto de la sociedad es comprar, vender, invertir y mantener acciones de la sociedad anónima cerrada ElectroGas S.A.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital pagado (M\$)
12.892.914

Directores titulares
Claudio Iglesias Guillard
Juan Eduardo Vásquez Moya
Enrique Donoso Moscoso
Pedro Gatica Kerr
Rafael Sotil Bidart

Directores suplentes
Rosa Herrera Martínez
Jorge B. Larraín Matte
Cristián Morales Jaureguiberry
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibáñez Zamora

Principales ejecutivos
Carlos Andreani Luco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
25,49% - Sin variación.

INVERSIONES ENDESA NORTE

Razón social
Inversiones Endesa Norte S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.887.060-2

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 630 9000

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 pagado (M\$)
92.571.642

Directores titulares
Claudio Iglesias Guillard
Daniel Bortnik Ventura
Eduardo Escaffi Johnson

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Raúl Arteaga Errázuriz (Tesorero Corporativo Enersis S.A.)

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 pagado (M\$)
156.090.227

Directores titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela
Gonzalo Dulanto Letelier
(Actualmente existen dos vacantes en el Directorio)

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Eduardo Ojea Quintana

Principales ejecutivos
Rudolf Arana Kauer
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
Cristian 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\$)
267.899.274

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)
61,10% (sin variación)

KONECTA CHILE

Razón social
Konecta Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.583.350-7

Dirección
Miraflores 383, piso 26, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 447 8687

Capital pagado (M\$)
300

Objeto social
Contact Center, Outsourcing, organización eventos, servicios informáticos, cobranzas, comercialización bienes muebles, inversiones.

Actividades que desarrolla
Call Center.

Directorio
Miguel Fernández Robledo
Leonardo Covalschí Buono
Jesús Vidal Barrio Riva
Enrique García Gullón
Juan Seco Souza

Principales ejecutivos
Patricio Martínez Sola

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
26,20% - 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, piso 5, Santiago, Chile

Teléfono
 (56 2) 634 6310

Capital 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

Dirección
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 630 9000

Objeto social
 El objeto social de la empresa es explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica de la Central Pangue en la hoya del río Biobío.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital pagado (M\$)
 91.041.497

Directorio
 Claudio Iglesias Guillard
 Alan Fischer Hill
 Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
 Lionel Roa Burgos
 Gerente General

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 56,97% - Sin variación.

PEHUENCHE

Razón social
 Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Abierta

RUT
 96.504.980-0

Dirección
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 630 9000

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.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital pagado (M\$)
 200.319.020

Directorio
 Claudio Iglesias Guillard
 Alan Fischer Hill
 Daniel Bortnik Ventura
 Alejandro García Chacón
 Pedro Gatica Kerr
 Enrique Lozán Jiménez
 Osvaldo Muñoz Díaz

Principales ejecutivos
 Lucio Castro Márquez
 Gerente General

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 55,57% - Sin variación.

PROGAS

Razón social
 Progas S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 77.625.850-4

Dirección
 Isidora Goyenechea 3356, piso 8, Santiago, Chile

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
 Suministro de gas.

Capital pagado (M\$)
 1.439

Directorio
 Rudolf Araneda Kauert
 Luis Cerda Ahumada
 Pedro De La Sotta Sánchez

Principales ejecutivos
 Alejandro Sáez Carreño
 Gerente General

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

SACME

Razón social
 Sacme S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
 Avda. España 3251, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
 (5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado
 (\$ Argentinos)
 12.000

Objeto social
 Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos

Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A., en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Ricardo Héctor Sericano
Osvaldo Ernesto Rolando
Leandro Ostuni
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Abel Cresta
Leonardo Félix Druker
José Luis Marinelli
Pedro Rosenfeld

Síndicos titulares
Héctor Ruiz Moreno
Clemente Alonso Hidalgo
Jaime Javier Barba

Síndicos suplentes
Juan Antonio Garade
Gabriela Leoncini
Daniel Peraudo

Principales ejecutivos
Francisco Cerar

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
32,69% - Sin variación.

SAN ISIDRO

Razón social
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.783.220-0

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 630 9000

Objeto social
La compañía tiene por objeto social la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital pagado (M\$)
39.005.904

Directores titulares
Alejandro García Chacón
Alan Fischer Hill
Pedro Gatica Kerr
Claudio Iglesias Guillard
Ricardo Santibañez 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.

SISTEMAS SEC

Razón social
Sistema SEC S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
99.584.600-4

Dirección
Miraflores 383, piso 10, Of. 1004, Santiago, Chile

Objeto social
La sociedad tendrá por objeto la ingeniería, el suministro, montaje, puesta en servicio y el mantenimiento de sistemas de señalización, sistemas de electrificación y sistemas de comunicaciones, para todo tipo de obras y servicios, especialmente líneas de transportes, y la planificación, diseño, ingeniería, administración, construcción, montajes, rehabilitación, implementación, operación, conservación y mantenimiento de todo tipo de obras, ya sean éstas industriales, de infraestructura, civiles o de ingeniería, tanto en Chile como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Desarrollar y mantener sistemas de señalización, electrificación y comunicaciones.

Capital pagado (M\$)
2.037.480

Directorio
Ángel Aguilar Bueno
Klaus Winkler Speringer
Jaime Godoy Cifuentes
Francisco Fernández Ávila de Inza

Principales ejecutivos
Mauricio Correa
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
49% - 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 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
Luis 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.

Directores titulares
 José Miguel Granged Bruñen
 Roberto José Fagan
 Fernando Claudio Antognazza

Directores suplentes
 Juan Carlos Blanco

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

SYNOPSIS

Razón social
 Synopsis Soluciones y Servicios IT Limitada

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
 96.529.420-1

Dirección
 Miraflores 383, piso 27, Santiago

Teléfono
 (562) 397 6600

Capital suscrito y pagado (M\$)
 3.943.580

Objeto social (extracto)
 Suministrar y comercializar servicios y equipos relacionados con la computación y procesamiento de datos a empresas de servicio público y otras nacionales y extranjeras. Comercializar y suministrar en el país y en el extranjero servicios, equipos y capacitación relacionados con la computación y el procesamiento de datos. Invertir en sociedades cuyo giro sea afín relacionado o vinculado a la energía o a la computación en cualquiera de sus formas o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
 Servicios de IT.

Apoderados
 Leonardo Covalschi Buono

Apoderados suplentes
 Eduardo López Miller (Gerente Regional de Aprovechamiento)
 Raúl Mella Varas

Principales ejecutivos
 Leonardo Covalschi Buono
 Gerente General

Raúl Mella Varas
 Jorge Orozco Ospina
 Gonzalo Lago Fernández
 Jesús Vallejo Gómez
 Humberto Ghirardelli Donoso
 Francisco López Balart
 Claudio Escudero Alzamora
 Héctor Contreras Alba

Relaciones comerciales
 Cuenta corriente mercantiles, prestación de servicios de administración financiera, servicio de Data Center y soporte. Mantenimiento de sistemas, micro informática y correo electrónico. Telecomunicaciones y consultas tributarias. Prestación de servicios.

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 100% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
 0,19%

SYNOPSIS ARGENTINA

Razón social
 Synopsis Argentina S.R.L.

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
 Azopardo 1335, e/ Juan de Garay y Cochabamba, Cod. Postal 1064, Capital Federal, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
 (5411) 4021 8300

Capital suscrito y pagado (M\$)
 175.466

Objeto social
 El objeto principal de la sociedad es prestar servicios relacionados con la computación, procesamiento de datos y demás servicios informáticos de telecomunicaciones y control, así como prestar capacitación en las actividades relacionadas con los servicios prestados, entre otros.

Actividades que desarrolla
 Servicios de IT.

Principales ejecutivos
 Leonardo Covalschi Buono
 Fernando Mayorano
 Leandro Carelli
 Alfredo Cachafeiro
 Enrique Torlaschi

Participación de Enersis
 (directa e indirecta)
 100% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
 0,01%

SYNOPSIS BRASIL

Razón social
 Synopsis Brasil Limitada

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
 Avda. das Américas 3434, Bloco 2, Sala 403, Barra da Tijuca, Río Janeiro, Brasil - Cep: 22640-102

Teléfono
 (5521) 2674 3856

Capital suscrito y pagado (M\$)
 1.122.091

Objeto social (extracto)
 La prestación de servicios de asesoramiento, asistencia técnica, procesamiento de datos, desarrollo de programas y sistemas, gestión de la ejecución de proyectos, mantenimiento, fabricación, compra, venta, importación, exportación, representación, consignación y distribución de todo tipo de bienes, tanto bienes muebles e inmuebles, relacionados con informática. La participación en otras empresas o sucursales comerciales, nacionales o extranjeras que operan en tecnología de la información, energía eléctrica, o incluso en la administración o el funcionamiento de público de electricidad, telecomunicaciones, agua para uso doméstico o industrial y alcantarillado sanitario, como accionista, socio o compañero, y la participación en empresas conjuntas, consorcios y empresas en relación la participación.

Actividades que desarrolla
 Servicios de IT.

Apoderado titular
 Carlos Alberto Acero

Principales ejecutivos
 Carlos Alberto Acero
 Marcia Caporazzo Almeida
 José Roberto Galdino
 Enrique Scarnati
 Marcia Teles Acevedo
 Eduardo Ruiz

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100% - Sin variación

SYNOPSIS COLOMBIA

Razón social
Synopsis Colombia Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
Carrera 14 85-68, piso 5, Edificio Torres Bogotá, D.C.

Teléfono
(571) 607 6000

Capital suscrito y pagado (M\$)
58.691

Objeto social
Suministrar y comercializar servicios y equipos relacionados con la computación y procesamiento de datos, a empresas de servicio público y otras nacionales o extranjeras.

Actividades que desarrolla
Servicios de IT.

Administradores
Leonardo Covalschi Buono
Gerente General

Edgar Enrique Martínez Niño
Robin Barquin Pardo

Principales ejecutivos
Robin Barquin Pardo
Edgar Martínez Niño
Rodrigo Buzeta Araya
Sonia Rodríguez García
Ricardo Celis Cadena
Miguel Alvaro Melo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,00%

SYNOPSIS PERÚ

Razón social
Synopsis del Perú S.R.L.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
Calle Miguel Dasso N°104, piso 9, San Isidro, Lima, Perú

Teléfono
(511) 202 1230

Capital suscrito y pagado (M\$)
165.851

Objeto social
El objeto de la sociedad es prestar servicios informáticos, de telecomunicaciones y control, y servicios de capacitación relacionados con las actividades antes mencionadas; así como fabricar y comercializar todo tipo de bienes relacionados con el objeto antes señalado, incluyendo la compra, venta, distribución, importación y exportación.

Actividades que desarrolla
Servicios de IT.

Principales ejecutivos
Jesús Vallejo Gómez
Gerente General

Carlos Castillo Prada
Ismael Ayala Falcon
Angélica Cárdenas
Carla Paola Gutiérrez Corzo
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100% - 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 Fíad
Martín Mandarano

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

Alberto Garmendia Rodríguez
Armando Federico Duvo
Claudio Majul
Marcelo Walter Holmgren

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 Grange Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Adrián Salvatore
José María Vázquez
Milton Gustavo Tomás Pérez

Jorge Anibal Rauber
 Gerardo Carlos Paz
 Guillermo Luis Fiad
 Héctor Martín Mandarano

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
 Rigoberto Mejía Aravena

Principales ejecutivos
 Daniel Garrido
 Gerente General

Gustavo Maníffesto
 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 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
 Servicio de energía.

Directores titulares
 José María Hidalgo Martín-Mateos
 Guilherme 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)

TRANSQUILLOTA

Razón social
 Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
 77.017.930-0

Dirección
 Ruta 60, km 25, Lo Venecia, Comuna de Quillota,
 V Región de Valparaíso

Teléfono
 (562) 630 9000

Capital 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
 Enrique Sánchez Novoa
 Ricardo Sáez Sánchez

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 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
 Infraestructura

Directores titulares
 Luis Larumbe Aragón
 Renato Fernández Baeza
 Vacante

Principales ejecutivos
 Maximiliano Ruiz Ortiz
 Gerente General

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

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

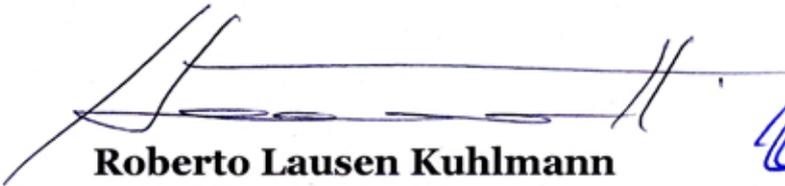




INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

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 22 de Abril de 2010, 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 2010.

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, 20 de Enero de 2011.



Deloitte Auditores y Consultores Ltda.
RUT: 80.276.200-3
Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9 y 13
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

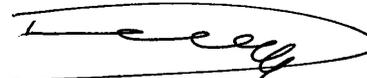
A los señores Accionistas de
Enersis S.A.

Hemos auditado los estados consolidados de situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluye sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Enersis S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros consolidados, basados en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 de ciertas filiales y coligadas cuya información financiera refleja activos totales ascendentes a un 42,46% y 41,27% de los correspondientes totales consolidados a dichas fechas e ingresos de explotación que representan un 42,45%, un 45,68% y un 47,59% de los correspondientes totales consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestro informe aquí presentado en lo que se refiere a las cifras correspondientes a esas sociedades filiales y coligadas, está basada únicamente en los informes emitidos por esos auditores.

Nuestras auditorías fueron efectuadas 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 nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.


Enero 26, 2011


Daniel Fernández P.
Rut: 10.048.000-8

Estados de Situación Financiera Consolidados

al 31 de diciembre de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	6	7.817.509	1.536.149
Otros activos no financieros corriente		35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	1.038.098.240	1.141.966.600
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	20.471.607	19.014.232
Inventarios	9	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	10	137.987.341	112.175.952
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		2.264.374.686	2.501.094.806
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	73.893.290	70.360.851
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	70.360.851
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.338.267.976	2.571.455.657
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes		103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	7	319.567.960	194.977.413
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	14	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	15	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	16	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	17	452.634.364	454.896.521
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		10.667.577.131	10.638.684.664
TOTAL DE ACTIVOS		13.005.845.107	13.210.140.321

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	148.202.260	111.955.779
Otras provisiones corrientes	22	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	10	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes		35.790.548	33.621.553
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.342.647.097	2.144.737.172
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	64.630.389	50.650.366
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.407.277.486	2.195.387.538
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	22	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	17	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes		33.997.334	25.814.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.084.539.665	4.637.749.139
TOTAL PASIVOS		6.491.817.151	6.833.136.677
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas	24	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	24	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24,5	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.735.544.636	3.518.479.555
Participaciones no controladoras	24,6	2.778.483.320	2.858.524.089
PATRIMONIO TOTAL		6.514.027.956	6.377.003.644
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.005.845.107	13.210.140.321

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285
Otros ingresos, por naturaleza	25	384.351.289	358.772.038	479.080.416
Total de Ingresos		6.563.581.113	6.472.055.653	6.579.944.701
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)
Margen de Contribución		3.041.934.859	3.261.462.076	3.031.954.415
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		44.869.365	33.730.519	32.599.560
Gastos por beneficios a los empleados	27	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)
Gasto por depreciación y amortización	28	(449.017.275)	(454.369.959)	(417.710.326)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)
Otros gastos por naturaleza	29	(450.434.769)	(457.689.197)	(440.211.323)
Resultado de Explotación		1.704.300.738	1.927.445.469	1.863.650.628
Otras ganancias (pérdidas)	30	11.983.434	50.640.278	2.538.961
Ingresos financieros	31	171.236.948	159.670.405	181.753.335
Costos financieros	31	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	1.015.739	2.235.579	3.261.180
Diferencias de cambio	31	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Resultado por unidades de reajuste	31	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.446.695.376	1.671.065.180	1.450.084.817
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		486.226.814	660.231.043	507.589.633
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		614.461.594	651.096.527	526.592.400
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	14,89	20,22	15,55

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ganancia (Pérdida)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(138.554.045)	(246.854.956)	191.370.521
Total diferencias de cambio por conversión		(138.554.045)	(246.854.956)	191.370.521
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(179)	61.031	436
Total activos financieros disponibles para la venta		(179)	61.031	436
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		50.576.145	201.567.024	(278.888.089)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(19.664.842)	(8.765.356)	(22.119.660)
Total coberturas del flujo de efectivo		30.911.303	192.801.668	(301.007.749)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(48.495.375)	(15.599.453)	(34.060.925)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(156.138.296)	(69.591.710)	(143.697.717)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		31	(10.528)	(3)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(5.301.050)	(33.917.966)	46.849.978
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		16.515.279	1.369.374	11.439.369
Total de impuestos a las ganancias		11.214.260	(32.559.120)	58.289.344
Total Otro Resultado Integral		(144.924.036)	(102.150.830)	(85.408.373)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		955.764.372	1.209.176.740	948.773.660
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		396.687.094	655.007.019	433.164.534
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		559.077.278	554.169.721	515.609.126
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		955.764.372	1.209.176.740	948.773.660

Estado de cambios en el patrimonio

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio

	Cambios en Otras Reservas				
	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	(188.691.145)	-
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	(174.008.173)	-
Saldo Inicial al 01/01/2009	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(276.767.607)	-
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	(188.691.145)	-
Saldo Inicial al 01/01/2008	2.594.015.459	158.759.648	199.615.814	(44.390.168)	-
Saldo Inicial Reexpresado	2.594.015.459	158.759.648	199.615.814	(44.390.168)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			84.591.396	(145.917.895)	(13.099.057)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	230.867.376	-	(247.599)	(86.459.544)	13.099.057
Total de cambios en patrimonio	230.867.376	-	84.343.797	(232.377.439)	-
Saldo Final al 31/12/2008	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(276.767.607)	-

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
41.699	(1.291.099.898)	(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)
			(179.622.013)	(179.622.013)	559.077.278	955.764.372
		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	(1.291.099.898)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
9.565	(1.291.099.898)	(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	(1.291.099.898)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
9.108	(841.137.396)	(685.902.642)	834.258.472	2.901.130.937	2.604.433.149	5.505.564.086
9.108	(841.137.396)	(685.902.642)	834.258.472	2.901.130.937	2.604.433.149	5.505.564.086
			507.589.633	507.589.633	526.592.400	1.034.182.033
457	-	(74.425.099)		(74.425.099)	(10.983.274)	(85.408.373)
				433.164.534	515.609.126	948.773.660
			(242.980.591)	(242.980.591)		(242.980.591)
-	(449.962.502)	(523.570.588)	292.703.212	-	(182.225.935)	(182.225.935)
457	(449.962.502)	(597.995.687)	557.312.254	190.183.943	333.383.191	523.567.134
9.565	(1.291.099.898)	(1.283.898.329)	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Ganancia (Pérdida)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)				
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	346.006.968	359.737.610	415.902.784
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		13.375.040	31.682.662	8.248.778
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(164.046.056)	112.512.315	(168.319.588)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(171.236.948)	(159.670.405)	(181.753.335)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		128.804.617	(218.629.211)	(55.137.025)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación		453.413.957	460.691.298	577.486.509
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	449.017.275	454.369.959	417.710.326
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	108.373.429	85.285.525	20.353.265
Ajustes por provisiones		(29.193.303)	16.436.304	(22.406.116)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(11.572.474)	8.235.523	23.632.778
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(1.015.739)	(2.235.579)	(3.261.180)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		71.286.149	(53.398.066)	5.959.027
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		1.193.212.915	1.095.017.935	1.038.416.223
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(349.296.688)	(367.981.146)	(160.176.953)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.189.488)	(34.668)	(1.224.517)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.943.415.147	2.038.329.691	1.911.196.786
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(290.471.658)	-
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(19.912.162)	-
Préstamos a entidades relacionadas		-	(8.615.091)	(27.298.838)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		8.889.879	7.559.368	14.139.478
Compras de propiedades, planta y equipo		(473.921.829)	(526.521.933)	(496.750.943)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		1.424.691	5.292.416	-
Compras de activos intangibles		(227.418.842)	(209.939.738)	(284.740.824)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		-	190.166.892	7.730.911
Compras de otros activos a largo plazo		-	(12.641)	(50.359)
Dividendos recibidos		3.278.931	2.675.741	5.826.418
Intereses recibidos		6.807.678	4.346.438	11.043.445
Otras entradas (salidas) de efectivo		(94.841.624)	(21.834.208)	62.999.998
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(775.781.116)	(867.266.576)	(707.100.714)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		263.124.754	826.440.011	1.424.250.917
Total importes procedentes de préstamos		263.124.754	826.440.011	1.424.250.917
Préstamos de entidades relacionadas		821.636	-	412.223
Pagos de préstamos		(740.286.720)	(1.283.351.536)	(1.223.027.402)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(24.129.963)	(3.171.884)	(6.996.069)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(16.986.597)	(14.159.571)
Dividendos pagados		(556.087.040)	(578.607.484)	(460.210.179)
Intereses pagados		(244.595.847)	(252.736.851)	(230.036.860)
Otras entradas (salidas) de efectivo		18.132.411	8.350	470.255
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.283.020.769)	(1.308.405.991)	(509.296.686)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(115.386.738)	(137.342.876)	694.799.386
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		(58.159.046)	(45.818.128)	34.385.374
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(173.545.784)	(183.161.004)	729.184.760
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	1.134.900.821	1.318.061.825	588.877.065
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(En miles de pesos)

Nota 01. Actividad y Estados Financieros del Grupo

Energis S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Energis (en adelante, "Energis" o el "Grupo").

Energis 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.

Energis 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, Energis 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 12.264 trabajadores al 31 de diciembre de 2010. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2010 fue de 12.261 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

Energis 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 Energis correspondientes al ejercicio 2009 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de enero de 2010 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 22 de abril de 2010, 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 Energis. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.5 y 3.m.

Nota 02. 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 2010 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de enero de 2011.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2008 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010, 2009 y 2008.

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.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

- a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 3 revisada:	
Combinaciones de negocio.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 39:	
Elección de partidas cubiertas.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 27:	
Estados financieros consolidados y separados.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009).	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIIF 2:	
Pagos basados en acciones.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010.
CINIIF 17	
Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2010 no han variado respecto a los utilizados en 2009.

- b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011 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 NIC 32:	
Clasificación de derechos de emisión.	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
NIIF 9	
Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIC 24 Revisada	
Revelaciones de partes relacionadas	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
CINIIF 19	
Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Periodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.
Enmienda a CINIIF 14:	
Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010).	Mayoritariamente a periodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.
Enmienda a NIIF 7:	
Instrumentos financieros: Información a revelar	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2011.
Enmienda a NIC 12:	
Impuestos a las ganancias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 a 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 (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 ejercicio 2010 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis. En 2009, los cambios que experimentó el perímetro de consolidación se explican fundamentalmente por las siguientes transacciones:

Con fecha 25 de febrero de 2009, nuestra filial Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa") enteró un aporte de capital por M\$ 23.744.357 en la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (en adelante "DECA"), por medio del cual se suscribieron y pagaron un total de 489.997 acciones, representativas de un 48,997% de la propiedad de DECA. El 51,003% restante de propiedad en DECA fue suscrito y pagado por Empresa Eléctrica de Bogotá, sociedad con la cual nuestra filial Codensa mantiene un acuerdo de control conjunto.

Posteriormente, con fecha 13 de marzo de 2009, DECA adquirió el 82,34% de la Empresa de Energía de Cundinamarca en la suma de M\$ 48.460.838. Producto de esta transacción DECA reconoció una plusvalía por M\$ 14.457.069 (ver Notas 5.c y 14).

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 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.
 - 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 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.

2.6 Reclasificaciones.

La Sociedad ha efectuado ciertas modificaciones en la presentación de sus estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 y 2008, que se originan principalmente por nuevas instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (S.V.S.) en su Circular N° 1975 de fecha 25 de marzo de 2010, y que corresponden en su mayoría a reagrupaciones en el Estado de Situación Financiera de activos y pasivos financieros, todos dentro de los respectivos rubros corriente y no corriente, según corresponda, así como también a reagrupaciones de cuentas en los Estados de Resultados Integrales, que en ningún caso afectan el resultado operacional.

Nota 03. 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. 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 5,19% y un 7,46%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 15.137.380, M\$ 9.173.217 y M\$ 9.470.558 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 26.741.111, M\$ 16.723.291 y M\$ 18.611.427 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, 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 costo 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.

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
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	77 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	13 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	77 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	77 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	17 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	21 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. Cien (Transporte, Línea 1)	Brasil	20 años	10 años
Compañía de Interconexión Energética S.A Cien (Transporte, Línea 2)	Brasil	20 años	12 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 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).

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).

Hasta el 31 de diciembre de 2009, en los casos en que el Grupo adquiría una participación adicional en una sociedad que ya se controlaba y consolidaba, la diferencia entre el monto pagado por la adquisición del porcentaje adicional y el saldo del rubro "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" que se daba de baja como consecuencia de la adquisición, se registraba como plusvalía. En los casos en que se vendía una participación en una sociedad controlada y tras la venta se mantenía el control y, por tanto, su consolidación, la diferencia entre el monto cobrado por la venta y el saldo de "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" que había que dar de alta, como consecuencia de la venta, se registraba como resultado del período.

A contar de 2010, con la entrada en vigor de las modificaciones efectuadas a NIC 27 "Estados financieros consolidados y separados", cualquier efecto que se origine en una transacción con las participaciones no controladoras, que no deriva un cambio de control, se registra directamente en el Patrimonio Total y atribuido a los propietarios de la controladora. Durante el ejercicio 2010 no se efectuaron transacciones con las participaciones no controladoras.

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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.

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. La tasa media de financiamiento en Brasil, país donde están radicadas nuestras concesiones que periódicamente requieren proyectos de inversión, varía en un rango comprendido entre un 9,5% y un 12,5% para años anteriores. Durante el ejercicio 2010 no se activaron gastos financieros (M\$ 1.992.733 y M\$ 2.648.915 durante los ejercicios 2009 y 2008).

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 18.128.254, M\$ 17.007.228 y M\$ 13.988.133, respectivamente.

Los activos intangibles se amortizan dentro del periodo de duración de la concesión.

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	16 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	17 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	6 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. Durante los ejercicios 2010, 2009 y 2008, 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.

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 el la letra e) de esta Nota.

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 3,3% y 6,7%, 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 2010 y 2009 fueron las siguientes:

País	Moneda	2010		2009	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,5%	8,8%	9,24%	9,53%
Argentina	Peso argentino	15,0%	16,9%		19,51%
Brasil	Real brasileño	9,6%	10,8%	11,32%	
Perú	Nuevo sol peruano	7,9%	8,1%	9,09%	
Colombia	Peso colombiano	9,6%	9,8%	11,45%	

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.

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 amortiza 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 amortiza 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 importe 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. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una reserva del Patrimonio Total denominada "Ganancia o pérdida en la remediación de activos financieros disponibles para la venta", hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro referente a dichas inversiones es imputado íntegramente en el estado de resultados integrales. 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 el estado de resultados integrales.

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 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. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si su valor es negativo se registran en el rubro "Otros pasivos financieros".

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. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo posee una participación superior al 20%.

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 2010 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2010 ni durante el ejercicio 2009 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para 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.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

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 2010, 2009 y 2008, el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación 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) 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 04. 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 Económico de Despacho 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) **Cientes regulados:** Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta 2009, el precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tiene 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, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo en un proceso regulado.
- (ii) **Cientes 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 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 deberán 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 de Argentina 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 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, 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:

Aspectos Generales

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años.

Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. 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 período 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 período 2009-2014; y para Coelce abarca el período 2007-2011. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por Aneel para Ampla en marzo de 2010 y para Coelce en abril de 2010.

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 período 2009-2013.

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). 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; se mantiene aún pendiente realizar la revisión tarifaria integral, RTI, del contrato de concesión de Edesur.

- 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.

(**). En Colombia se propone disminuir este límite a 65 kW o 35 MWh-mes a partir de enero 2011, pero dicha decisión aún no está en firme.

- 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 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 está preparando el correspondiente informe técnico, que deberá ser publicado el 21 de enero. En caso de discrepancias, las empresas pueden presentarlas al Panel de Expertos. Posteriormente, la CNE deberá incorporar dicho dictamen y elaborar un informe técnico definitivo, en base al cual el Ministerio de Energía publicará el decreto de tarifas de subtransmisión.

Nota 05. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Efectivo en caja	279.960	2.033.228	3.141.215
Saldos en bancos	186.975.512	280.296.850	186.008.671
Depósitos a corto plazo	518.742.837	631.827.134	671.273.838
Otros instrumentos de renta fija	255.356.728	220.743.609	457.638.101
Total	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

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	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
\$ Chilenos	322.190.328	171.799.777	462.051.789
\$ Arg	45.357.753	28.624.735	34.431.374
\$ Col	150.964.209	395.598.094	237.747.307
Real	309.896.646	370.793.677	318.762.025
Soles	39.467.666	21.485.345	17.347.852
US\$	93.478.435	146.599.193	247.721.478
Total	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

c) A continuación se muestran los montos pagados, producto de adquisiciones de asociadas, negocios conjuntos y otras empresas, al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008:

Adquisiciones de asociadas y otras empresas	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Importes por adquisiciones pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(23.744.357)	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	3.832.195	-
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	12.828.632	-
Total contraprestaciones por adquisiciones pagadas para adquirir entidades, neto (*)	-	(7.083.530)	-

(*) Corresponde al 48,997% de la plusvalía generada por DECA en la adquisición de Empresa de Energía de Cundinamarca. DECA, por tratarse de una entidad controlada en forma conjunta, según se describe en Notas 2.4.2 y 14, es consolidada proporcionalmente por nuestra filial Codensa.

Nota 06. Otros Activos Financieros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.422.288	2.423.878
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	88.909	88.838
Beneficios post-empleo (Superávit) (*)	-	-	3.352.698	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	7.735.440	-	29.461.230	24.548.711
Instrumentos derivados de cobertura (**)	64.518	-	27.212.944	2.238.039
Instrumentos derivados de no cobertura (***)	17.551	1.536.089	91.262	732.253
Otros activos	-	60	339.391	465.038
Total	7.817.509	1.536.149	62.968.722	30.496.757

(*) ver nota 23.2

(**) ver nota 20.2.a

(***) ver nota 20.2.b

Nota 07. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.

- a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31/12/10		31/12/09	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.216.533.291	335.892.068	1.303.666.808	198.609.866
Deudores comerciales, bruto	1.124.250.876	206.462.719	1.254.497.316	128.738.890
Otras cuentas por cobrar, bruto	92.282.415	129.429.349	49.169.492	69.870.976

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31/12/10		31/12/09	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.038.098.240	319.567.960	1.141.966.600	194.977.413
Deudores comerciales, neto (1)	953.663.462	190.617.091	1.097.562.493	126.907.444
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	84.434.778	128.950.869	44.404.107	68.069.969

(1) Incluye un monto por M\$ 40.268.000, que corresponde a cuentas por cobrar de nuestra filial Cachoeira Dourada S.A. a Companhia de Electricidade de Goiás (CELG). CELG, que es una empresa estatal del estado de Goiás, ha reconocido la deuda pendiente y está buscando la mejor alternativa financiera que le permita la obtención de recursos con la finalidad de cancelar sus deudas. El Grupo espera tener un resultado favorable en dicha negociación y recuperar como mínimo el importe registrado.

(2) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 " Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 122.301.426 al 31 de diciembre de 2010 y M\$ 34.203.618 al 31 de diciembre de 2009.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

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 2010 y 2009, 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	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	249.377.836	170.338.640
Con antigüedad entre tres y seis meses	38.107.825	29.491.746
Con antigüedad entre seis y doce meses	29.162.945	67.272.982
Con antigüedad mayor a doce meses	173.268.810	108.528.471
Total	489.917.415	375.631.839

- 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 2009	163.511.186
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.179.120
Montos castigados	(23.420.721)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	3.063.076
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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

(*) Ver nota 28 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Nota 08. 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	
							31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	144.144	187.654	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.199	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	57.725	23.575	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.166	245.659	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	27.787	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	52.688	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	47.229	-	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Argentina	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.579	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	134.482	1.579	-	-
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	219.278	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	312.951	154.115	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	18.413.497	16.241.814	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	3.121	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15.586	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	26.980	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	424.958	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	458.094	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	533.218	577.755	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	312.084	285.024	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	547.668	-	-
Total							20.471.607	19.014.232	-	-

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	
							31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	858.345	718.613	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	127.669	144.655	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	89.382.016	72.313.821	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	-	582	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Mas de un año	2.428.068	2.644.130	1.084.290	3.556.672
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	139.826	99.036	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	217.889	263.041	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	15.953.845	16.763.778	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	15.658.298	19.000.085	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.006	-	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	8.038	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.427.988	-	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.310	-	-	-
Total							148.202.260	111.955.779	1.084.290	3.556.672

(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 un 3,49% 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	31/12/10 Totales M\$	31/12/09 Totales M\$	31/12/08 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(14.267.877)	(9.528.999)	(9.935.134)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	191.034	243.809	5.176
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	3.512	968.848	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(56.482)	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros Ingresos de Explotación	162.670	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	39.585	35.352	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(178.114)	1.533.007	(797.186)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	70.331	480.584	909.196
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras ventas	127.091	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(7.380)	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Colombia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	2.705	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	395.480	113.001	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(157.412.913)	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	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	11.256
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(759.389)	(759.968)	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Asociada	Compras de Energía	(1.919.788)	-	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	48.042	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Asociada	Compras de Energía	(3.554.055)	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	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	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.814.618)	(1.239.471)	-
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	170.762	3.028	12.120
Total					(179.092.496)	(7.223.193)	(9.794.572)

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.

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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 General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

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 Enersis S.A..

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72,00 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 36,00 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. 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 General Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes a cada ejercicio.

En el evento que un Director de Enersis S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enersis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado 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:

- 24,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 12,00 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 y los Estados Financieros auditados correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008:

RUT	Nombre	Cargo	"Periodo de desempeño"	31/12/10			
				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	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - diciembre 2010	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (2)	Director	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (3)	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 (4)	Director	enero - abril 2010	8.373	-	2.284	1.520
TOTAL				182.676	-	25.748	3.040

RUT	Nombre	Cargo	"Periodo de desempeño"	31/12/09			
				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 (2)	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 (4)	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa (5)	Director	enero - octubre 2009	23.698	-	-	3.061
TOTAL				216.260	-	26.714	10.709

RUT	Nombre	Cargo	"Periodo de desempeño"	31/12/08			
				Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
				M\$	M\$	M\$	M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	01/01/08 al 31/12/08	53.446	-	8.939	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	01/01/08 al 31/12/08	40.335	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	01/01/08 al 31/12/08	25.951	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.722	-	8.939	5.863
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.721	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.722	-	8.939	5.863
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa	Director	01/04/08 al 31/12/08	19.539	-	-	2.982
48.101.910-9	Juan Ignacio de la Mata Gorostizaga	Director	01/01/08 al 31/03/08	6.458	-	-	2.156
TOTAL				225.894	-	26.817	16.864

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.

(2) Vicepresidente hasta el 31 de julio de 2009 y Director desde el 1 de agosto de 2009.

(3) Director desde el 27 de abril de 2010.

(4) Director hasta el 27 de abril de 2010.

(5) Director hasta el 28 de octubre de 2009.

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

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 (2)	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 (3)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy (4)	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larrain Medina (2)	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero (5)	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller (3)	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 noviembre de 2009

(3) Desde el 1 de abril de 2010

(4) Hasta noviembre de 2010 como Gerente de Recursos Humanos y desde el 1 de diciembre de 2010 como Gerente Regional de Servicios Generales

(5) Desde el 1 de diciembre de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 2.695.060 por el ejercicio terminado a 31 de diciembre del 2010 (M\$ 2.399.672 y M\$ 2.230.137 al 31 de diciembre del 2009 y 2008 respectivamente). 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 para el Directorio y personal clave de la gerencia.

Nota 09. Inventarios.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Materias primas	10.889.721	3.461.372
Mercaderías	691.241	1.467.734
Suministros para la producción	30.931.763	42.152.882
Otros inventarios (*)	20.138.979	9.237.280
Total	62.651.704	56.319.268
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	20.138.979	9.237.280
Inventarios para proyectos y repuestos	2.222.761	3.399.724
Materiales eléctricos	17.916.218	5.837.556

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2010 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 672.038.103 (M\$ 580.237.613 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 847.411.384 al 31 de diciembre de 2008). Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 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 2010 y 2009 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales	72.580.350	20.644.496
IVA crédito fiscal	29.618.364	51.159.855
Crédito por utilidades absorbidas	14.672.543	17.116.026
Créditos por gastos de capacitación	242.796	251.365
Otros	20.873.288	23.004.210
Total	137.987.341	112.175.952

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$
Impuesto a la Renta	72.454.199	118.845.936
IVA débito fiscal	36.856.368	37.272.870
Impuesto de timbres y estampillas	733	-
Provisión para impuestos	1.583.669	3.963.860
Otros	36.771.686	25.203.005
Total	147.666.655	185.285.671

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 será pagado al contado, sujeto a un ajuste de precio, al cierre de la operación de venta. 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. Se prevé que el cierre de ambas operaciones se concretará durante los primeros meses del año 2011.

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 (ver nota 28 pérdida por deterioro).

A continuación se presentan los principales rubros de activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

ACTIVOS	Diciembre 2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	47.201.981
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.495.181
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.250.133
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.976.361
Inventarios	7.439.747
Activos por impuestos corrientes	6.040.559
ACTIVOS NO CORRIENTES	26.691.309
Otros activos financieros no corrientes	53.909
Otros activos no financieros no corrientes	547.349
Derechos por cobrar no corrientes	2.367.103
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.461.938
Propiedades, planta y equipo	19.130.668
Activos por impuestos diferidos	3.130.342
TOTAL ACTIVOS	73.893.290

PASIVOS	Diciembre 2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES	56.007.440
Otros pasivos financieros corrientes	6.210.788
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.912.663
Otras provisiones a corto plazo	11.739.296
Otros pasivos no financieros corrientes	9.144.693
PASIVOS NO CORRIENTES	8.622.949
Otros pasivos financieros no corrientes	837.446
Pasivo por impuestos diferidos	4.171.839
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.582.969
Otros pasivos no financieros no corrientes	1.030.695
TOTAL PASIVOS	64.630.389

ACTIVOS	Dic. 2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	50.431.921
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.011.638
Otros Activos No Financieros, Corriente	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	28.831.795
Inventarios	14.764.600
Activos por impuestos corrientes	2.823.888
ACTIVOS NO CORRIENTES	19.928.930
Otros activos financieros no corrientes	-
Otros activos no financieros no corrientes	170.776
Derechos por cobrar no corrientes	3.968.937
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.358.619
Propiedades, planta y equipo	10.817.749
Activos por impuestos diferidos	3.612.849
TOTAL ACTIVOS	70.360.851

PASIVOS	Dic. 2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES	42.058.254
Otros pasivos financieros corrientes	7.013.861
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21.981.684
Otras provisiones a corto plazo	6.856.461
Otros pasivos no financieros corrientes	6.206.248
PASIVOS NO CORRIENTES	8.592.112
Otros pasivos financieros no corrientes	1.108.759
Pasivo por impuestos diferidos	4.727.164
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.108.280
Otros pasivos no financieros no corrientes	647.909
TOTAL PASIVOS	50.650.366

Al 31 de diciembre de 2010, la diferencia por conversión acumulada en las reservas del patrimonio de Enersis, relacionada a los negocios de CAM y Synapsis, asciende a M\$ (3.236.883) (ver nota 24.2).

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 2010 y 2009:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2010	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2010
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	1.867	(1.635)	(180)	-	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
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
Extranjera	Endesa Cernsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	911	-	(3.986)	-	30.151
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
	TOTALES				21.281.461	1.015.739	(3.187.834)	(876.358)	(4.131.356)	14.101.652

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2009	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2009
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	4.275	1.632	(1.291)	(841)	-	3.775
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	9.065.667	2.871.709	(3.202.586)	(915.853)	-	7.818.937
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	24.126.683	(825.889)	-	(4.508.852)	(8.664.477)	10.127.465
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	4.592.900	186.494	-	(1.481.614)	-	3.297.780
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	43.868	1.633	-	(12.275)	-	33.226
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					37.833.671	2.235.579	(3.203.877)	(6.919.435)	(8.664.477)	21.281.461

(1) La influencia significativa se ejerce en forma directa en un 0,02% y en forma indirecta a través del 42,5% de participación que el Grupo posee en Inversiones Electrogas S.A., ésta última Matriz de Electrogas S.A. con un 99,95% de participación.

- b) Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 2010 y 31 de diciembre de 2009 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	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\$
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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2009							
	% Participación	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%	54.486.842	168.678	47.327.120	-	19.339.396	(18.924.965)	414.431
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	18.471.729	74.230	-	6.940.967	(184.004)	6.756.963
GNL Quintero S.A.	20,00%	28.098.229	562.965.213	205.586.895	334.839.224	12.893.075	(17.022.519)	(4.129.444)
Electrogas S.A.	0,02125%	5.606.476	41.393.766	8.210.466	21.027.132	13.510.320	(5.830.170)	7.680.150

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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 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

	31 de diciembre de 2009							
	% 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%	8.111.503	86.908.393	37.110.402	-	-	(5.994.070)	(5.994.070)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.288.870	10.198.482	1.480.132	876.728	2.327.365	(1.207.963)	1.119.402
Gas Atacama S.A.	50,00%	114.435.232	316.349.774	187.877.000	42.467.600	343.304.368	(319.108.438)	24.195.930
Sistemas Sec S.A.	49,00%	6.640.078	6.667.086	4.893.676	5.059.582	7.814.302	(7.063.659)	750.643
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	29.898.954	91.606.547	25.873.650	33.287.228	68.128.403	(66.239.227)	1.889.176

Nota 13. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Activos intangibles	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Activos Intangibles netos	1.452.586.405	1.446.122.245
Servidumbre	10.698.674	11.786.094
Derechos de Agua	13.745.590	12.291.780
Concesiones Neto	1.362.756.775	1.357.976.679
Costos de Desarrollo	2.262.982	12.330
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	23.121	6.844.249
Programas Informáticos	58.255.724	52.003.080
Otros Activos Intangibles Identificables	4.843.539	5.208.033

Activos intangibles	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Activos Intangibles bruto	2.257.171.663	2.147.973.843
Servidumbre	14.216.582	15.269.989
Derechos de Agua	17.263.434	15.232.158
Concesiones	2.052.188.016	1.950.821.927
Costos de Desarrollo	3.875.653	25.522
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	25.123	8.541.903
Programas Informáticos	158.061.864	145.952.298
Otros Activos Intangibles Identificables	11.540.991	12.130.046

Activos intangibles	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(804.585.258)	(701.851.598)
Servidumbre	(3.517.908)	(3.483.895)
Derechos de Agua	(3.517.844)	(2.940.378)
Concesiones	(689.431.241)	(592.845.248)
Costos de Desarrollo	(1.612.671)	(13.192)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(2.002)	(1.697.654)
Programas Informáticos	(99.806.140)	(93.949.218)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.697.452)	(6.922.013)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Año 2010

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto M\$	Servidumbre, Neto M\$	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 01/01/2010	12.330	11.786.094	12.291.780	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	878.399	378.822	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)	-	45.607.881	-	32.296.797
Amortización (*)	(1.322)	(21.426)	(349.391)	(94.009.562)	-	(12.177.319)	(4.417.989)	(110.977.009)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(243.935)	67.799	(388.157)	(66.056.947)	(1.932)	(46.319.510)	254	(112.942.428)
Otros incrementos (disminuciones)	1.641.271	(2.012.192)	1.812.536	(71.904.389)	(6.819.196)	2.132.458	1.068.116	(74.081.396)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.250.652	(1.087.420)	1.453.810	4.780.096	(6.821.128)	6.252.644	(364.494)	6.464.160
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2010	2.262.982	10.698.674	13.745.590	1.362.756.775	23.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Año 2009

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto M\$	Servidumbre, Neto M\$	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 01/01/2009	17.123	8.357.393	10.503.656	1.186.692.686	5.316.837	53.667.078	1.055.864	1.265.610.637
Movimientos								
Adiciones por desarrollo interno	-	-	-	-	-	805.735	-	805.735
Adiciones	-	922.067	-	201.622.235	394.063	11.036.515	4.987.412	218.962.292
transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	(1.547.852)	(233.741)	(1.781.593)
Amortización	(1.333)	(24.159)	(346.002)	(94.784.374)	(226.916)	(11.499.590)	(900.038)	(107.782.412)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(3.460)	(62.423)	(1.513.556)	82.055.009	(907.664)	452.281	(391.739)	79.628.448
Otros incrementos (disminuciones)	-	2.593.216	3.647.682	(17.608.877)	2.267.929	(911.087)	690.275	(9.320.862)
Total movimientos	(4.793)	3.428.701	1.788.124	171.283.993	1.527.412	(1.663.998)	4.152.169	180.511.608
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2009	12.330	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245

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 2010 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Compañía	Saldo Inicial	Adiciones	Diferencias de	Saldo Final	Diferencias de	Saldo Final
	01/01/2009		de Conversión	31/12/2009	de Conversión	31/12/2010
	M\$	M\$	de Moneda	M\$	de Moneda	M\$
			Extranjera		Extranjera	
			M\$		M\$	
Distrilec Inversora S.A.	7.383.186	-	(2.037.713)	5.345.473	(628.562)	4.716.911
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6.255.347	-	(1.726.437)	4.528.910	(532.544)	3.996.366
Ampla Energía e Serviços S.A.	231.535.198	-	16.093.387	247.628.585	(7.897.598)	239.730.987
Investluz S.A.	117.678.473	-	8.123.310	125.801.783	(4.012.172)	121.789.611
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	12.291.649	-	(1.543.016)	10.748.633	(212.190)	10.536.443
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.266.688)	3.290.092	(386.875)	2.903.217
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491	(321.426)	2.412.065
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.410.532)	14.176.409	(1.666.976)	12.509.433
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (1)	-	7.083.530	414.012	7.497.542	(149.075)	7.348.467
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A (2)	-	43.662.944	(3.146.697)	40.516.247	(2.010.631)	38.505.616
Cachoeira Dourada S.A.	85.140.100	-	6.189.928	91.330.028	(3.426.563)	87.903.465
Edegel S.A.A (2)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260	(2.989.192)	72.931.068
Emgesa S.A. E.S.P.	5.455.951	-	(686.926)	4.769.025	(95.607)	4.673.418
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.	13.925	-	(1.874)	12.051	(598)	11.453
Total	1.361.283.587	132.116.686	7.951.660	1.501.351.933	(24.330.009)	1.477.021.924

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 2010 y 2009 (ver nota 3 e).

(1) La adición en Empresa de Energía de Cundinamarca se originó en la compra de un 48,997% de su propiedad que realizó DECA en marzo de 2009. DECA es una sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá y nuestra filial Codensa S.A., y en consideración a ello es que los activos y pasivos de DECA son integrados proporcionalmente en los estados financieros de Enersis. (ver Nota 2.4.1 y 5.c)

(2) Las adiciones en Edegel y Edelnor se originaron producto de las adquisiciones, realizadas en octubre de 2009. Tanto Edegel como Edelnor ya venían consolidándose (ver nota 24.6).

Nota 15. Propiedades, Planta y Equipo.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	6.751.940.655	6.864.071.242
Construcción en Curso	810.013.619	710.996.813
Terrenos	122.864.336	105.539.626
Edificios	477.500.896	537.134.153
Planta y Equipo	5.242.469.609	5.290.412.998
Equipamiento de Tecnologías de la Información	6.929.468	14.165.508
Instalaciones Fijas y Accesorios	9.513.233	9.551.749
Vehículos de Motor	1.892.193	1.702.512
Otras Propiedades, Planta y Equipo	80.757.301	194.567.883

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	11.520.970.856	11.449.077.029
Construcción en Curso	810.013.619	710.996.813
Terrenos	122.864.336	105.539.626
Edificios	669.526.026	729.774.296
Planta y Equipo	9.723.445.293	9.471.762.740
Equipamiento de Tecnologías de la Información	28.566.533	44.699.294
Instalaciones Fijas y Accesorios	46.408.473	51.720.215
Vehículos de Motor	7.212.430	8.117.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	112.934.146	326.466.499

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(4.769.030.201)	(4.585.005.787)
Edificios	(192.025.130)	(192.640.143)
Planta y Equipo	(4.480.975.684)	(4.181.349.742)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(21.637.065)	(30.533.786)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(36.895.240)	(42.168.466)
Vehículos de Motor	(5.320.237)	(6.415.034)
Otros	(32.176.845)	(131.898.616)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2010 y 2009:

Movimientos año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	194.567.883	6.864.071.242
Adiciones	396.969.270	-	-	-	-	-	-	-	396.969.270
Desapropiaciones	(56.851)	(386.262)	(43.444)	(1.366.863)	(36.068)	(270)	(16.026)	(59.964)	(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)	(3.863.098)	(4.573.105)	(7.257.038)	(957.760)	(1.179.076)	(22.834.942)
Gasto por depreciación	-	-	(17.163.012)	(306.759.286)	(5.642.316)	(3.851.776)	(1.017.273)	(3.606.603)	(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)	(112.716.613)	163.184	(633.677)	(105.158)	(5.798.019)	(162.021.352)
Otros incrementos (decrementos)	(281.890.253)	20.892.516	(13.677.771)	378.102.706	2.852.265	11.704.245	2.285.898	(103.166.920)	17.102.686
Total movimientos	99.016.806	17.324.710	(59.633.257)	(47.943.389)	(7.236.040)	(38.516)	189.681	(113.810.582)	(112.130.587)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	810.013.619	122.864.336	477.500.896	5.242.469.609	6.929.468	9.513.233	1.892.193	80.757.301	6.751.940.655

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Movimientos año 2009									
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	704.106.532	107.263.181	635.062.398	5.645.814.015	17.959.471	24.495.712	4.152.102	76.938.720	7.215.792.131
Adiciones	614.263.886	-	-	-	-	-	-	-	614.263.886
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	738.560	321.713	162.902	31.858.508	119.254	144.707	25.407	32.580	33.403.631
Desapropiaciones	(5.566.491)	(172.005)	(28.910)	14.737.550	(32.472)	(16.548)	(254.650)	(11.661.348)	(2.994.874)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(2.604.574)	-	(153.130)	(768.227)	(1.445.215)	(7.121.974)	(1.113.818)	(981.469)	(14.188.407)
Gasto por depreciación	-	-	(17.141.091)	(305.897.443)	(5.723.356)	(3.317.429)	(1.144.121)	(13.364.107)	(346.587.547)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	(43.999.600)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(21.558.720)	(22.245.010)	(80.797.075)	(365.052.553)	(5.358.344)	(12.300.921)	(1.465.393)	(33.890.366)	(542.668.382)
Otros incrementos (decrementos)	(578.382.380)	20.371.747	29.059	313.720.748	8.646.170	7.668.202	1.502.985	177.493.873	(48.949.596)
Total movimientos	6.890.281	(1.723.555)	(97.928.245)	(355.401.017)	(3.793.963)	(14.943.963)	(2.449.590)	117.629.163	(351.720.889)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	194.567.883	6.864.071.242

(*) Ver nota 28 pérdida por deterioro.

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. El proyecto de la Central Térmica Quintero, consistente en un ciclo abierto que opera tanto con GNL como con petróleo diesel con una capacidad de 257 MW, fue finalizado y está operando completamente desde septiembre de 2009. El proyecto Ampliación Parque Eólico Canela II de 40 aerogeneradores con una potencia de 60 MW, fue finalizado y está operando desde diciembre de 2009, reforzando el compromiso de Endesa Chile con el medio ambiente a través del desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC).

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 al rededor de 2.216 GWH.

En Perú, se llevó a cabo el proyecto de la Central Térmica de ciclo abierto Santa Rosa con una potencia de 189 MW, la que opera con gas natural de Camisea. El proyecto fue concluido y está operando completamente a partir del mes de septiembre de 2009

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 129.749.447 y M\$ 137.586.941, 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:

	31/12/10			31/12/09		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	12.311.927	2.117.942	10.193.985	14.573.470	3.253.227	11.320.243
Entre un año y cinco años	40.900.311	8.856.066	32.044.245	57.745.294	12.162.349	45.582.945
Más de cinco años	32.304.929	3.209.115	29.095.814	48.383.017	7.089.994	41.293.023
Total	85.517.167	14.183.123	71.334.044	120.701.781	22.505.570	98.196.211

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 contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado efectuado por la empresa y las Instituciones Financieras Banco de Crédito del Perú y BBVA - Banco Continental. Dichos contratos tienen una duración de 8 años y devengan interés a una tasa anual de Libor + 2,0% y Libor +3,0%, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 incluyen M\$ 16.980.825, M\$ 19.969.187 y M\$ 15.312.905, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	13.309.401	14.046.981	14.910.341
Entre un año y cinco años	20.500.145	22.922.219	3.982.855
Más de cinco años	7.954.802	8.952.380	14.376.703
Total	41.764.348	45.921.580	33.269.899

d) Otras informaciones

- i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2010 y 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 205.979.469 y M\$ 334.581.961, respectivamente.
- ii) Al 31 de diciembre de 2010 y de 2009, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 305.655.772 y M\$ 462.772.688, respectivamente (ver Nota 34).
- iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de 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\$ 395.153. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 13.043.744, 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 está enfocando 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, que está en proceso de formalización, 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. La compañía, basándose en sus estudios sobre las distintas alternativas de negocio considera que no tendrá problemas en recuperar la totalidad de los activos netos. Se espera que el nuevo modelo de negocios de CIEN comience a operar durante el siguiente ejercicio.

Nota 16. Propiedad de Inversión.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo		M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009		26.368.681
Adiciones		5.063.418
Desapropiaciones		(2.985.275)
Gasto por depreciación		(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)		2.809.044
Saldo al 31 de diciembre de 2009		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 final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2010		33.019.154

(*) Ver nota 28 reverso pérdidas de deterioro.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2010, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 34.099.993 (M\$ 34.921.883 en 2009).

El precio de venta de los inmuebles vendidos en los ejercicios 2010 y 2009 son M\$ 8.015.891 y M\$7.369.162, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2010, 2009 y 2008 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, entendiéndose 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 2010 y 2009 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos Diferidos		Pasivos por Impuestos Diferidos	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	124.814.250	112.732.337	474.063.238	511.370.845
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	8.292.149	8.226.527
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	9.031.226	7.805.157	26.142.262	27.169.053
Impuestos diferidos relativos a provisiones	130.298.290	143.783.859	7.494.432	5.799.412
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	46.746.028	29.199.072	1.155.119	2.919.974
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	38.073.254	27.080.973	3.674.593	1.391.382
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	39.794.055	34.574.100	4.324.798	293.219
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	36.399.383	64.935.086	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	27.477.878	34.785.937	30.776.987	15.878.885
Total Impuestos Diferidos	452.634.364	454.896.521	555.923.578	573.049.297

- b) Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el ejercicio 2010 y 2009 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	511.300.668	635.013.331
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(41.820.393)	(20.683.609)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	6.628.427	9.440.909
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(16.112.600)	(47.324.914)
Otros incrementos (decrementos)	(5.099.581)	(3.396.420)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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

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 2010 y 2009, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 16.551.349 y M\$ 24.643.223, respectivamente. Las pérdidas tributarias asociadas a los montos antes descritos no tienen fecha de expiración.

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 2010 asciende a M\$ 1.995.679.814 (M\$ 931.081.512 en 2009).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2007-2010
Argentina	2006-2010
Brasil	2006-2010
Colombia	2008-2010
Perú	2007-2010

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 2010			31 de diciembre de 2009			31 de diciembre de 2008		
	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\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(179)	31	(148)	61.031	(10.528)	50.503	436	(3)	433
Cobertura de Flujo de Caja	30.911.303	(5.301.050)	25.610.253	192.801.668	(33.917.966)	158.883.702	(301.007.749)	46.849.978	(254.157.771)
Ajustes por conversión	(138.554.045)	-	(138.554.045)	(246.854.956)	-	(246.854.956)	191.370.521	-	191.370.521
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(48.495.375)	16.515.279	(31.980.096)	(15.599.453)	1.369.374	(14.230.079)	(34.060.925)	11.439.369	(22.621.556)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(156.138.296)	11.214.260	(144.924.036)	(69.591.710)	(32.559.120)	(102.150.830)	(143.697.717)	58.289.344	(85.408.373)

Nota 18. Otros Pasivos Financieros.

El saldo de este de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298
Instrumentos derivados de cobertura (*)	10.002.909	240.113.443	8.441.901	206.931.247
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	420.822	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	1.967.333	11.020.674	1.778.071	12.788.275
Otros pasivos financieros	648.284	-	275.969	-
Total	665.598.018	3.014.956.447	729.028.195	3.533.443.820

(*) 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 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de diciembre de 2010		Saldo al 31 de diciembre de 2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que Devengan Intereses	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298
Préstamos bancarios	244.503.010	566.764.624	345.447.781	832.837.904
Obligaciones no garantizadas	281.652.334	2.039.070.748	230.892.915	2.277.447.381
Obligaciones garantizadas	9.522.288	17.703.710	11.023.415	28.559.670
Arrendamiento financiero	10.193.985	61.140.059	11.320.243	86.875.968
Otros préstamos	107.107.875	79.143.189	119.427.078	88.003.375
Total	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 31/12/2010
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			
				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\$	2,75%	Sin Garantía	381.532	18.915.156	19.296.688	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	262.048	9.294.804	9.556.852	15.760.620	13.466.382	10.628.347	39.855.349
Brasil	Real	10,17%	Sin Garantía	20.644.352	117.348.246	137.992.598	210.069.710	31.928.737	9.066.992	251.065.439
Total				43.971.883	200.531.127	244.503.010	303.051.447	222.356.512	41.356.665	566.764.624

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			
				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\$	2,22%	Sin Garantía	370.984	163.384.485	163.755.469	104.732.133	103.684.532	829.651	209.246.316
Perú	US\$	5,12%	Sin Garantía	11.446.321	6.188.337	17.634.658	13.297.208	11.561.913	-	24.859.121
Perú	Soles	4,38%	Sin Garantía	8.715.418	-	8.715.418	42.167.699	-	-	42.167.699
Argentina	US\$	8,70%	Sin Garantía	8.324.583	13.621.109	21.945.692	36.113.536	-	-	36.113.536
Argentina	\$ Arg	15,94%	Sin Garantía	3.963.387	6.873.342	10.836.729	18.960.874	-	-	18.960.874
Colombia	\$ Col	12,92%	Sin Garantía	744.192	9.592.842	10.337.034	-	75.661.785	-	75.661.785
Brasil	US\$	6,04%	Sin Garantía	2.111.064	4.375.237	6.486.301	11.827.324	23.742.212	18.359.821	53.929.357
Brasil	Real	11,21%	Sin Garantía	194.837	105.541.643	105.736.480	196.029.381	175.869.835	-	371.899.216
Total				35.870.786	309.576.995	345.447.781	423.128.155	390.520.277	19.189.472	832.837.904

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 844.554.823 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 1.307.770.461.

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	12/2010						12/2009											
										Corriente M\$			No Corriente M\$			Corriente M\$			No Corriente M\$								
										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	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				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Itaú	Brasil	Real	9,88%	9,88%	Semestral	4.887	1.882.368	1.887.255	1.882.350	-	-	1.882.350	-	780.505	780.505	2.319.872	777.600	-	3.097.472				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Unibanco	Brasil	Real	9,76%	9,76%	Semestral	48.591	1.500.240	1.548.831	1.500.240	-	-	1.500.240	-	821.168	821.168	2.311.183	774.687	-	3.085.870				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Alfa	Brasil	Real	9,53%	9,53%	Semestral	2.321.766	1.410.000	3.731.766	14.100.000	-	-	14.100.000	-	3.822.187	3.822.187	13.032.988	4.368.539	-	17.401.527				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bradesco	Brasil	Real	6,92%	6,92%	Semestral	7.117.655	7.145.880	14.263.535	18.425.880	-	-	18.425.880	-	2.419.186	2.419.186	24.041.519	8.058.497	-	32.100.016				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	9,63%	9,63%	Al vencimiento	286.544	-	286.544	28.200.000	-	-	28.200.000	-	235.626	235.626	-	29.002.545	-	29.002.545				
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BANCO HSBC	Brasil	Real	9,63%	9,63%	Semestral	369.719	21.150.000	21.519.719	21.150.000	-	-	21.150.000	-	270.019	270.019	32.582.471	10.921.346	-	43.503.817				
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - A	Brasil	US\$	7,93%	7,89%	Semestral	-	2.034.087	2.034.087	4.532.161	5.229.685	6.034.564	15.796.410	2.134.813	-	2.134.813	4.238.891	5.254.214	10.230.260	19.723.365	-			
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - B	Brasil	US\$	2,78%	2,98%	Semestral	-	3.219.291	3.219.291	7.145.677	8.204.039	-	15.349.716	3.270.587	-	3.270.587	6.717.015	8.263.288	4.579.861	19.560.164	-			
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	Extranjera	IFC - C	Brasil	US\$	11,95%	11,96%	Semestral	-	-	-	-	-	3.289.176	3.289.176	18.869	-	18.869	-	-	-	-	3.549.700	3.549.700		
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,60%	4,52%	Al vencimiento	27.549	-	27.549	4.901.950	-	-	4.901.950	19.996	-	19.996	5.156.948	-	-	-	5.156.948			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,21%	3,21%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.028.759	-	-	-	-	-			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,52%	3,52%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	15.962	1.014.199	1.030.161	-	-	-	-	-			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	4,12%	4,12%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	27.890	1.521.300	1.549.190	-	-	-	-	-			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	3,80%	3,75%	Al vencimiento	1.936	-	1.936	1.333.864	-	-	1.333.864	1.228	-	1.228	1.403.251	-	-	-	-	1.403.251		
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	O-E	Banco De Credito	Perú	US\$	1,63%	1,63%	Al vencimiento	-	3.524.902	3.524.902	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	O-E	Banco De Credito	Perú	US\$	1,63%	1,63%	Al vencimiento	-	6.579.812	6.579.812	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	CIEN (Companhia Interconexao Energética S.A.)	Brasil	Extranjera	Banco Santander Central Hispano	Brasil	Real	1,70%	1,70%	Semestral	-	56.558.766	56.558.766	56.400.000	-	-	56.400.000	-	58.453.666	58.453.666	116.494.360	-	-	-	116.494.360			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	6,67%	4,64%	Semestral	28.592	125.856	154.448	167.212	32.658	1.304.607	1.504.477	-	170.373	170.373	-	1.773.044	-	-	1.773.044			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Banco Europeo de Inversiones	Brasil	US\$	6,58%	5,49%	Semestral	233.456	3.915.570	4.149.026	3.915.570	-	-	3.915.570	-	4.254.934	4.254.934	18.929.356	2.333.260	-	-	21.262.616			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Elektrobras	Brasil	Real	6,58%	6,35%	Semestral	1.106.146	3.547.766	4.653.912	7.202.141	4.305.798	9.066.992	20.574.931	-	6.964.706	6.964.706	-	21.634.459	-	-	21.634.459			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	10,75%	10,75%	Semestral	967.059	2.757.153	3.724.212	8.054.776	976.090	-	9.030.866	-	3.499.199	3.499.199	-	11.672.734	-	-	11.672.734			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,95%	9,95%	Semestral	6.439.374	15.673.356	22.112.730	35.333.122	13.847.857	-	49.180.979	-	9.165.296	9.165.296	-	37.630.530	-	-	37.630.530			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	8,50%	7,67%	Semestral	1.982.611	5.722.717	7.705.328	17.821.201	12.798.992	-	30.620.193	-	11.815.731	11.815.731	-	37.047.536	-	-	37.047.536			
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Banco ABN Amro	Brasil	Real	7,00%	7,00%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.228.350		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco De Credito	Perú	US\$	5,70%	5,70%	Al vencimiento	583.558	1.686.071	2.269.629	8.430.354	-	-	8.430.354	1.920.085	3.152.668	5.072.753	-	-	-	-	-			
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco De Credito	Perú	US\$	L3M+2.5%	L3M+2.5%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	3.681.430	-	3.681.430	-	-	-	-	-	-	11.561.913		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	L3M+3%	L3M+3%	Trimestral	-	-	-	6.908.207	21.661.326	28.569.533	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edegel	Perú	O-E	Banco Continental	Perú	US\$	L3M+3%	L3M+3%	Trimestral	415.488	1.246.464	1.661.952	1.577.727	-	-	1.577.727	1.619.527	-	1.619.527	7.820.494	-	-	-	-	7.820.494		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	L6M+1.25%	L6M+1.25%	Semestral	-	3.373.158	3.373.158	1.686.071	-	-	1.686.071	-	3.652.838	3.652.838	5.476.714	-	-	-	-	5.476.714		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,28%	4,21%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.631.096	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,40%	4,33%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.609	-	25.609	5.262.192	-	-	5.262.192	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,30%	4,23%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.189	-	27.189	5.086.786	-	-	-	5.086.786	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	2,60%	2,60%	Al vencimiento	101.810	-	101.810	3.501.393	-	-	3.501.393	5.252.955	-	5.252.955	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	10.102	-	10.102	2.500.995	-	-	2.500.995	8.901	-	8.901	2.631.096	-	-	-	-	-	2.631.096	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	10.102	-	10.102	2.500.995	-	-	2.500.995	8.901	-	8.901	2.631.096	-	-	-	-	-	2.631.096	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	4.255	-	4.255	2.167.529	-	-	2.167.529	3.481	-	3.481	2.280.283	-	-	-	-	-	2.280.283	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	4.041	-	4.041	1.000.398	-	-	1.000.398	3.560	-	3.560	1.052.438	-	-	-	-	-	1.052.438	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	2,60%	2,60%	Semestral	16.837	-	16.837	4.168.325	-	-	4.168.325	10.613	-	10.613	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	10.102	-	10.102	2.500.995	-	-	2.500.995	14.835	-	14.835	4.385.160	-	-	-	-	-	4.385.160	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	4,00%	4,00%	Semestral	1.544.238	-	1.544.238	-	-	-	-	-	-	8.901	-	8.901	2.631.096	-	-	-	2.631.096	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,40%	4,40%	Semestral	108.566	-	108.566	6.669.320	-	-	6.669.320	109.098	-	109.098	7.016.257	-	-	-	-	-	7.016.257	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	Soles	4,35%	4,35%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.603.498	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	Soles	4,35%	4,35%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.603.498	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	20,00%	20,00%	semestral	-	1.177.774	1.177.774	-	-	-	-	-	-	-	1.334.474	1.334.474	-	-	-	-		
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	14,85%	14,61%	Al vencimiento	-	-	-	1.413.329	-	-	1.413.329	-	-	-	-	1.601.369	-	-	-	-	-	1.601.369
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	17,43%	16,05%	Trimestral	-	-	-	1.413.328	353.332	-	1.766.660	-	-	-	-	2.001.711	-	-	-	-	2.001.711	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	15,98%	15,84%	Trimestral	-	-	-	1.943.328	-	-	1.943.328	-	-	-	-	3.336.185	-	-	-	-	3.336.185	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	20,00%	20,00%	Semestral	-	1.177.774	1.177.774	2.355.548	-	-	2.355.548	-	-	-	-	5.337.896	-	-	-	-	5.	

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Emisor	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	12/2010					12/2009											
										Corriente M\$		No Corriente M\$			Corriente M\$		No Corriente M\$									
										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	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			
Extranjera	Empesa	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual	-	373.568	373.568	-	5.497.818	-	5.497.818	-	710.761	710.761	-	5.606.000	-	5.606.000			
Extranjera	Empesa	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual	-	1.230.198	1.230.198	-	18.104.904	-	18.104.904	-	2.340.613	2.340.613	-	18.461.158	-	18.461.158			
Extranjera	Empesa	Colombia	Extranjera	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual	-	1.363.850	1.363.850	-	20.071.871	-	20.071.871	-	2.594.904	2.594.904	-	20.466.830	-	20.466.830			
Extranjera	Empesa	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Semestral	-	1.552.762	1.552.762	-	22.852.099	-	22.852.099	-	2.954.334	2.954.334	-	23.301.764	-	23.301.764			
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	US\$	4,67%	4,67%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	706.604	-	706.604	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	US\$	5,86%	5,86%	Al vencimiento	602.549	-	602.549	-	-	-	-	-	685.119	-	685.119	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	LIBOR+3%	LIBOR+3%	Al vencimiento	713.260	-	713.260	-	-	-	-	-	385.930	-	385.930	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	US\$	5,70%	5,70%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	1.034.484	-	1.034.484	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Credit Suisse International	Argentina	US\$	LIBOR+12%	LIBOR+12%	Al vencimiento	6.596	-	6.596	4.013.854	-	-	-	-	2.176.661	-	2.176.661	2.173.458	-	-	2.173.458		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	LIBOR+4,8%	LIBOR+4,8%	Al vencimiento	614.327	-	614.327	-	-	-	-	-	407.548	-	407.548	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	BAIBOR+5%	BAIBOR+5%	Al vencimiento	-	1.815.068	1.815.068	2.077.593	-	-	-	-	686.987	2.668.948	3.355.935	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mediocredito Italiano	Argentina	\$ Arg	1,75%	1,75%	Al vencimiento	-	963.655	963.655	-	-	-	-	-	1.951.134	1.951.134	972.164	-	-	-	972.164		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	16,07%	16,07%	Al vencimiento	882.153	-	882.153	-	-	-	-	-	306.929	-	306.929	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	\$ Arg	15,00%	15,00%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	404.479	-	404.479	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Iau	Argentina	\$ Arg	BAIBOR+5%	BAIBOR+5%	Al vencimiento	2.679.318	-	2.679.318	-	-	-	-	-	918.786	2.648.931	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,80%	13,80%	Al vencimiento	-	3.705.866	3.705.866	-	-	-	-	-	562.347	-	562.347	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	15,50%	15,50%	Al vencimiento	1.778.439	-	1.778.439	-	-	-	-	-	257.554	-	257.554	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	5,32%	5,32%	Al vencimiento	381.952	-	381.952	-	-	-	-	-	1.136.571	-	1.136.571	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	6,39%	6,39%	Al vencimiento	-	277.010	277.010	-	-	-	-	-	158.669	-	158.669	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	13,80%	13,80%	Al vencimiento	1.779.852	-	1.779.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento	357.808	-	357.808	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	15,80%	15,80%	Al vencimiento	-	954.115	954.115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Standard	Argentina	\$ Arg	17,14%	17,14%	Al vencimiento	1.159.754	-	1.159.754	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	821.662	821.662	1.531.395	1.531.396	-	-	-	3.062.791	-	901.716	901.716	1.659.304	1.659.304	829.651	4.148.259	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	Libor+1,0	Libor+1,0	Semestral	356.896	335.088	691.984	1.340.104	670.052	-	-	-	2.010.156	-	759.503	759.503	1.452.034	1.452.035	-	2.904.069	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	24.636	-	24.636	-	27.418.295	-	-	-	27.418.295	-	15.815.933	15.815.933	-	30.540.510	-	30.540.510	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	15.335.657	-	-	-	15.335.657	-	12.675.768	12.675.768	17.110.472	16.594.577	-	33.705.049	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	23.235.843	-	-	-	23.235.843	-	8.241.742	8.241.742	-	25.143.298	-	25.143.298	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	15.335.656	-	-	-	15.335.656	-	10.771.619	10.771.619	17.110.472	16.594.577	-	33.705.049	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Citibank N.A., Nassau, Bahamas Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.840.616	15.840.616	17.110.472	-	-	17.110.472	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Ing Bank N.V.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.326.059	20.326.059	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	San Paolo IMI S.p.A.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.672.493	12.672.493	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	HSEB Bank pic Spanish Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.560.411	10.560.411	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	ABN AMRO Bank	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.280.206	5.280.206	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Instituto de Credito Oficial	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.280.206	5.280.206	10.139.539	-	-	10.139.539	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Deutsche Bank AG New York Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.224.164	4.224.164	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Royal Bank of Scotland PLC	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.069.769	-	-	5.069.769	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Export Development Copotation Loan	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.674.424	-	-	12.674.424	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas Panama Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.139.539	-	-	10.139.539	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	11.617.921	-	-	-	11.617.921	-	-	-	5.069.769	12.571.649	-	17.641.418	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	97.030.000-7 Banco Estado	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.970.933	-	-	6.970.933	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.068.997	5.068.997	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	Libor+3,5%	Libor+3,5%	Al vencimiento	1.383.337	8.390.068	9.773.405	-	-	-	-	-	1.508.290	4.437.126	5.945.416	10.564.564	-	-	-	10.564.564	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	Libor+3,5%	Libor+3,5%	Al vencimiento	1.383.337	8.390.068	9.773.405	-	-	-	-	-	1.508.290	4.437.126	5.945.416	10.564.564	-	-	-	10.564.564	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	ITAU - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	22.071	1.095.330	1.117.401	1.095.330	-	-	-	-	1.095.330	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	STANDARD - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	22.071	1.095.330	1.117.401	1.095.330	-	-	-	-	1.095.330	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	SANTANDER - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	23.732	1.177.774	1.201.506	1.177.774	-	-	-	-	1.177.774	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	HIPOTECARIO - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	19.936	989.330	1.009.266	989.330	-	-	-	-	989.330	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	GALICIA - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	9.493	471.110	480.603	471.110	-	-	-	-	471.110	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	ITAU - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	8.307	412.221	420.528	412.221	-	-	-	-	412.221	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	SANTANDER - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento	8.307	412.221	420.528	412.221	-	-	-	-	412.221	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Ciudad	Argentina	\$ Arg	15,84%	15,84%	Al vencimiento	10.029	-	10.029	-	-	-	-	-	-	-	14.946	-	14.946	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	CITIBANK	Argentina	\$ Arg	15,22%	15,22%	Al vencimiento	729.446	-	729.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	FRANCES	Argentina	\$ Arg	14,93%	14,93%	Al vencimiento	596.140	-	596.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	INDUSTRIAL	Argentina	\$ Arg	17,20%	17,20%	Al vencimiento	711.729	-	711.729	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	MACRO	Argentina	\$ Arg	17,75%	17,75%	Al vencimiento	2.391.059	-	2.391.059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	ITAU - Nuevo Sindicado																						

En anexo N° 4, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los Préstamos bancarios arriba mencionados.

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años 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	U.F.	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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,88%	Sin Garantía	15.916.932	6.782.703	22.699.635	-	374.659.229	396.512.189	771.171.418
Chile	CH\$	5,01%	Sin Garantía	1.081.503	8.843.672	9.925.175	9.968.809	10.597.098	414.087.715	434.653.622
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	-	789.504	789.504	4.056.799	10.795.915	28.443.379	43.296.093
Perú	Soles	7,23%	Sin Garantía	7.806.462	314.504	8.120.966	40.135.949	72.592.833	43.870.894	156.599.676
Argentina	\$ Arg	11,75%	Sin Garantía	-	8.807.528	8.807.528	13.211.293	-	-	13.211.293
Colombia	\$ Col	9,94%	Sin Garantía	1.446.813	130.251.384	131.698.197	57.977.534	101.954.329	447.119.273	607.051.136
Brasil	Real	12,94%	Sin Garantía	-	48.851.910	48.851.910	154.419.099	97.045.044	-	251.464.143
Total				26.251.710	204.641.205	230.892.915	279.769.483	667.644.448	1.330.033.450	2.277.447.381

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años 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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,06%	Con Garantía	-	72.618	72.618	10.141.998	-	-	10.141.998
Perú	Soles	6,28%	Con Garantía	-	10.950.797	10.950.797	9.647.352	8.770.320	-	18.417.672
Total				-	11.023.415	11.023.415	19.789.350	8.770.320	-	28.559.670

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 2.753.493.822 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 2.957.767.022.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	12/2010				12/2009										
										Corriente M\$		No Corriente M\$		Corriente M\$		No Corriente M\$								
										Menos de 90 días	más de 90 días	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Menos de 90 días	más de 90 días	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años							
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,72%	6,72%	SI	-	-	-	-	-	6.218.332	6.218.332	-	-	-	-				
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,47%	6,47%	SI	-	52.430	52.430	4.168.325	-	4.168.325	-	55.078	55.078	-	4.385.160	4.385.160			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,09%	6,09%	SI	-	5.030.217	5.030.217	-	-	-	4.431.993	4.431.993	-	-	-	-			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,16%	SI	4.255.775	-	4.255.775	-	-	-	29.644	29.644	5.262.192	-	-	5.262.192			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,16%	SI	117.614	-	117.614	-	4.168.325	-	4.168.325	-	123.662	123.662	-	4.385.160	4.385.160		
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,91%	5,91%	SI	-	-	-	-	-	-	92.088	92.088	4.385.160	-	-	4.385.160			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,06%	SI	-	66.252	66.252	9.367.060	-	9.367.060	-	72.618	72.618	10.141.998	-	-	10.141.998		
Totales Bonos Garantizados										4.373.389	5.148.899	9.522.288	13.535.385	4.168.325	-	17.703.710	-	11.023.415	11.023.415	19.789.350	8.770.320	-	28.559.670	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	CDI+0,85%aa	CDI+0,85%aa	No	4.686.546	52.169.863	56.856.409	52.170.000	-	52.170.000	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	CDI+1,10%aa	CDI+1,10%aa	No	174.000	-	174.000	32.523.060	-	32.523.060	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos	Brasil	Real	CDI+6,58%aa	CDI+6,58%aa	No	153.269	-	153.269	13.096.397	26.860.183	39.956.580	-	46.910.823	46.910.823	154.419.099	26.147.159	-	180.566.258		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B5	Colombia	\$ Col	IPC+6,14%	IPC+6,14%	No	240.683	48.655.410	48.896.093	-	-	-	239.630	-	239.630	49.612.813	-	-	49.612.813		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	IPC+6,34%	IPC+6,34%	No	307.948	-	307.948	60.819.262	-	60.819.262	306.773	-	306.773	-	62.016.015	-	62.016.015		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B302	Colombia	\$ Col	IPC+4,60%	IPC+4,60%	No	353.650	-	353.650	-	-	-	173.600	55.667.344	55.840.944	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	IPC+5,3%	IPC+5,3%	No	-	-	-	-	94.695.348	94.695.348	350.428	-	350.428	-	-	-	96.558.689	96.558.689	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B52	Colombia	\$ Col	DTF+2,40%	DTF+2,40%	No	22.810	-	22.810	8.203.302	-	8.203.302	89.286	-	89.286	8.364.721	-	-	8.364.721		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B203	Colombia	\$ Col	DTF+2,11%	DTF+2,11%	No	-	-	-	-	-	-	25.907	27.038.982	27.064.899	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	DTF+2,58%	DTF+2,58%	No	69.066	-	69.066	20.800.188	-	20.800.188	78.909	-	78.909	-	18.728.836	-	18.728.836		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	IPC+5,99%	IPC+5,99%	No	89.400	-	89.400	18.367.417	-	18.367.417	93.489	-	93.489	-	21.209.478	-	21.209.478		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	IPC+5,55%	IPC+5,55%	No	90.029	-	90.029	-	-	-	19.462.164	19.462.164	88.791	-	88.791	-	19.845.125	19.845.125	
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Fierro S.A	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	IPC+3,92%	IPC+3,92%	No	132.693	-	132.693	-	19.462.164	-	19.462.164	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	IPC+3,92%	IPC+3,92%	No	280.518	-	280.518	-	35.275.172	35.275.172	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Itaú	Brasil	Real	12,00%	12,00%	No	890.856	25.521.000	26.411.856	-	-	-	-	970.543	970.543	-	35.448.942	-	35.448.942		
Extranjera	Coelce	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	12,00%	12,00%	No	1.599.204	-	1.599.204	30.656.023	15.611.999	46.268.022	-	970.544	970.544	-	35.448.943	-	35.448.943		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	6,28%	No	-	6.578	6.578	-	-	4.168.325	4.168.325	-	6.920	6.920	-	4.385.160	4.385.160		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	6,28%	No	128.730	-	128.730	-	-	4.168.325	4.168.325	-	-	-	-	4.385.160	4.385.160		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,75%	6,63%	No	75.030	-	75.030	-	3.334.660	-	3.334.660	-	78.933	78.933	-	3.508.128	3.508.128		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	6,50%	No	76.767	-	76.767	4.168.325	-	4.168.325	-	80.760	80.760	-	4.385.160	-	4.385.160		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,44%	6,44%	No	-	29.070	29.070	4.168.325	-	4.168.325	-	30.582	30.582	-	4.385.160	-	4.385.160		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,63%	6,63%	No	-	13.808	13.808	4.168.325	-	4.168.325	-	14.526	14.526	-	4.385.160	-	4.385.160		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,59%	6,47%	No	97.660	-	97.660	-	4.718.544	-	4.718.544	-	102.783	102.783	-	4.964.001	-	4.964.001	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,28%	5,97%	No	127.919	-	127.919	-	-	4.683.530	4.683.530	-	108.963	108.963	4.056.799	4.995.402	5.866.821	14.919.022	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	5,97%	No	100.637	3.746.824	3.847.461	-	-	-	-	138.506	138.506	-	-	-	5.070.999	5.070.999	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	9,00%	6,34%	No	127.923	-	127.923	-	-	4.683.530	4.683.530	-	59.148	59.148	-	4.929.095	-	4.929.095	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,78%	7,78%	No	-	54.629	54.629	-	4.552.391	-	4.552.391	-	143.209	143.209	-	-	-	4.140.994	4.140.994
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,13%	7,13%	No	132.266	-	132.266	-	-	3.824.571	3.824.571	-	102.050	102.050	-	-	-	3.222.567	3.222.567
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,63%	6,63%	No	94.171	-	94.171	-	2.976.388	-	2.976.388	-	153.978	153.978	-	-	-	5.070.999	5.070.999
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	6,00%	No	142.213	-	142.213	-	-	4.683.530	4.683.530	-	83.650	83.650	-	-	-	5.070.999	5.070.999
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	6,00%	No	77.278	-	77.278	-	-	4.683.530	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	6,00%	No	67.692	-	67.692	-	-	4.683.530	4.683.530	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Caja de Pensiones Militar Policial	Perú	Soles	7,38%	7,38%	No	3.465.734	-	3.465.734	-	-	-	-	5.317.877	-	5.317.877	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	1,27%	0,54%	No	819.886	-	819.886	-	-	-	-	4.485	-	4.485	858.071	-	-	-	858.071
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	8,67%	5,44%	No	40.394	-	40.394	-	3.932.869	-	3.932.869	41.573	-	41.573	-	4.047.701	-	4.047.701	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No	14.881	-	14.881	-	3.924.661	-	3.924.661	15.316	-	15.316	-	4.039.254	-	4.039.254	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fososeo	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No	8.489	-	8.489	-	7.835.713	-	7.835.713	8.737	-	8.737	-	8.064.483	-	8.064.483	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fososeo	Perú	Soles	8,94%	8,75%	No	24.315	-	24.315	-	5.001.990	-	5.001.990	25.580	-	25.580	-	-	-	5.262.192	5.262.192

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	12/2010					12/2009										
										Corriente M/S		Total Corriente	No Corriente M/S		Total No Corriente	Corriente M/S		Total Corriente	No Corriente M/S		Total No Corriente				
										Menos de 90 días	más de 90 días		Uno a Tres Años	Entre Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Menos de 90 días		más de 90 días	Uno a Tres Años		Entre Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,45%	7,31%	No	25.430	-	25.430	666.932	-	666.932	124.703	-	124.703	3.508.128	-	-	3.508.128			
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,00%	7,84%	No	19.965	-	19.965	2.500.995	-	2.500.995	26.753	-	26.753	-	701.626	-	701.626			
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,71%	7,56%	No	118.993	-	118.993	-	-	-	3.001.194	3.001.194	21.003	-	21.003	-	2.631.096			
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,32%	8,16%	No	60.180	-	60.180	-	-	-	2.500.995	2.500.995	125.183	-	125.183	-	3.157.315			
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,35%	7,22%	No	3.432.135	-	3.432.135	-	-	-	-	63.311	-	63.311	-	-	2.631.096	2.631.096		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,19%	7,06%	No	150.163	-	150.163	-	-	-	4.535.138	4.535.138	102.546	-	102.546	3.508.128	-	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	38.844	-	38.844	2.500.995	-	2.500.995	157.975	-	157.975	-	-	-	4.771.054	4.771.054		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	6,77%	6,66%	No	37.405	-	37.405	3.334.660	-	3.334.660	40.864	-	40.864	-	2.631.096	-	2.631.096			
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	No	38.844	-	38.844	-	-	-	3.334.660	3.334.660	39.351	-	39.351	3.508.128	-	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,99%	5,91%	No	192.403	-	192.403	6.669.320	-	6.669.320	40.864	-	40.864	-	-	-	3.508.128	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	155.513	-	155.513	-	-	-	6.669.320	6.669.320	202.412	-	202.412	7.016.256	-	7.016.256		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	98.477	-	98.477	5.001.990	-	5.001.990	163.603	-	163.603	-	-	-	7.016.256	7.016.256		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No	161.653	-	161.653	5.001.990	-	5.001.990	103.599	-	103.599	5.262.192	-	-	-	5.262.192		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,96%	6,84%	No	3.401.208	-	3.401.208	-	-	-	-	-	170.062	-	170.062	-	5.262.192	5.262.192		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	6,03%	5,94%	No	70.401	-	70.401	3.334.660	-	3.334.660	70.010	-	70.010	3.508.128	-	-	-	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	Mapfre Perú Cia. de Seguros	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	13.410	-	13.410	-	-	-	4.168.325	4.168.325	74.064	-	74.064	-	3.508.128	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,93%	6,81%	No	14.025	-	14.025	-	-	-	4.168.325	4.168.325	14.107	-	14.107	-	4.385.160	4.385.160		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,25%	7,13%	No	3.452.068	-	3.452.068	-	-	-	-	-	14.754	-	14.754	-	4.385.160	4.385.160		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,64%	7,50%	No	181.248	-	181.248	5.001.990	-	5.001.990	123.515	-	123.515	3.508.128	-	-	-	3.508.128		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,87%	7,72%	No	9.509	-	9.509	2.167.529	-	2.167.529	190.677	-	190.677	-	-	-	5.262.192	5.262.192		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,49%	8,31%	No	2.589.753	-	2.589.753	-	-	-	-	10.004	-	10.004	2.280.283	-	-	2.280.283		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,42%	8,25%	No	152.924	-	152.924	4.245.022	-	4.245.022	11.811	-	11.811	-	-	-	-	2.712.660	2.712.660	
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	No	182.356	-	182.356	5.001.990	-	5.001.990	160.879	-	160.879	4.465.847	-	-	-	4.465.847		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No	99.528	-	99.528	-	-	-	4.153.319	4.153.319	191.842	-	191.842	-	5.262.192	5.262.192		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,23%	8,06%	No	42.106	-	42.106	-	-	-	4.914.455	4.914.455	104.706	-	104.706	-	-	4.369.373	4.369.373	
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	Fondo Mi Vivienda Rimac Internacional Cia. de Seguros	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No	73.597	-	73.597	-	-	-	5.001.990	5.001.990	44.296	-	44.296	-	5.170.104	5.170.104		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	AFP Prima quinta serie A	Perú	Soles	6,63%	6,63%	No	148.809	-	148.809	-	-	-	5.001.990	5.001.990	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	Edesur S.A. Argentina oed57	Argentina	\$ Arg	7,44%	7,44%	No	34.921	-	34.921	-	-	-	3.334.660	3.334.660	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Edesur S.A. Argentina oed57	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No	-	-	-	3.886.654	3.886.654	-	-	-	-	8.807.528	8.807.528	13.211.293	-	-	13.211.293	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Edesur S.A. Argentina oed57	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No	-	-	-	3.849.436	3.849.436	3.862.274	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,97%	7,74%	No	-	-	-	411.850	411.850	-	-	-	-	-	-	-	-	54.124.027	54.124.027	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	7,21%	7,03%	No	-	-	-	2.810.154	2.810.154	-	-	-	-	-	-	-	-	42.170.891	42.170.891	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B-102	Colombia	\$ Col	7,33%	7,33%	No	-	-	-	78.448	78.448	-	-	-	-	-	-	-	-	9.922.563	9.922.563	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,39%	8,14%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.535.375	59.535.375	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,32%	5,22%	No	-	-	-	83.357	83.357	-	-	-	-	-	-	-	-	12.264.287	12.264.287	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,39%	8,14%	No	-	-	-	449.458	449.458	-	-	-	-	-	-	-	-	39.705.134	39.705.134	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,29%	8,04%	No	-	-	-	161.483	161.483	-	-	-	-	-	-	-	-	13.767.556	13.767.556	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No	-	-	-	1.042.712	1.042.712	-	-	-	-	-	-	-	-	22.876.468	22.876.468	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B9	Colombia	\$ Col	8,09%	7,86%	No	-	-	-	1.108.613	1.108.613	-	-	-	-	-	-	-	-	54.127.579	54.127.579	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	8,30%	8,05%	No	-	-	-	465.607	465.607	-	-	-	-	-	-	-	-	22.221.579	22.221.579	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B7	Colombia	\$ Col	8,00%	8,00%	No	-	-	-	44.319.708	44.319.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos B72	Colombia	\$ Col	8,55%	8,55%	No	-	-	-	14.773.236	14.773.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bonos Comerciales	Colombia	\$ Col	4,20%	4,20%	No	-	-	-	17.113.595	17.113.595	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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%	7,88%	No	3.161.628	-	3.161.628	-	-	-	94.921.874	94.921.874	3.425.699	-	3.425.699	-	-	102.917.226	102.917.226	
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%	7,33%	No	1.011.025	-	1.011.025	-	-	-	32.652.675	32.652.675	1.095.470	-	1.095.470	-	-	35.440.766	35.440.766	
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%	8,13%	No	640.355	-	640.355	-	-	-	13.515.600	13.515.600	693.840	-	693.840	-	-	15.095.048	15.095.048	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	Ch\$	6,44%	6,20%	No	1.091.599	321.834	1.413.433	1.609.167	2.252.833	25.121.867	28.983.867	1.081.503	314.143	1.395.646	1.256.571	1.884.860	25.832.339	28.973.770		
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%	8,35%	No	6.513.139	-	6.513.139	185.675.099	-	185.675.099	7.057.142	-	7.057.142	-	-	-	-	195.594.900	195.594.900	
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%	8,63%	No	3.363.822	-	3.363.822	-	-	-	92.366.575	-	92.366.575	3.644.781	-	3.644.781	-	-	99.962.409	99.962.409
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	Ch\$	7,17%	6,20%	No	-	5.497.845	5.497.845	8.925.508	8.925.508	54.281.364	72.132.380	-	5.421.895	5.421.895	8.712.238	8.712.238	57.413.607	74.838.083		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	Ch\$	3,86%	3,80%	No	-	673.096	673.096	-	-	-	85.561.441	85.561.441	-	657.013	657.013	-	-	83.760.687	83.760.687	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	Ch\$	4,82%	4,75%	No	-	419.706	419.706	-	-	-	210.717.524	210.717.524	-	409.678	409.678	-	-	214.572.642	214.572.642	
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,40%	No	-	720.747	720.747	-	-	-	120.393.171	120.393.171	-	780.947	780.947	-	-	142.661.648	142.661.648	
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,60%	6,60%	No	-	2.209	2.209	-	-	-	401.553	401.553	-	2.393	2.393	-	-	435.092	435.092	
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,38%	7,38%	No	5.536.900	-	5.536.900	-	-	-	171.324.624	-	171.324.624	-	-	-	-	179.935.747	179.935.747	
94.271.000-3	Enersis S.A.																								

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12/2010						12/2009						
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente	No Corriente	Total	Corriente	No Corriente	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa	Chile	US\$	6,40%	-	881.720	881.720	3.004.174	2.342.336	12.408.341	17.754.851	897.056	897.056	3.056.426	2.383.077	14.753.667	20.193.170
Extranjera	Edgel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,03%	1.877.853	5.562.774	7.440.627	12.096.296	11.246.668	16.687.463	40.030.427	8.485.635	8.485.635	28.873.973	9.844.821	24.156.332	62.875.126
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	249.450	249.450	-	-	-	-	249.240	249.240	270.538	-	-	270.538
Extranjera	Edelhor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	448.208	713.588	1.161.796	2.406.791	-	-	2.406.791	1.204.165	1.204.165	941.406	-	-	941.406
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAF	Argentina	\$ Arg	21,19%	-	460.392	460.392	947.990	-	-	947.990	484.147	484.147	1.574.946	-	-	1.574.946
Extranjera	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	Extranjera	Leasing - IBM	Brasil	Real	10,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.020.782	-	-	1.020.782
Totales Leasing								2.326.061	7.867.924	10.193.985	18.455.251	13.589.004	29.095.804	61.140.059	11.320.243	11.320.243	35.738.071	12.227.898	38.909.999	86.875.968

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 Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12/2010						12/2009						
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente	No Corriente	Total	Corriente	No Corriente	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	17.408.628	8.223.739	25.632.367	-	37.523.997	-	37.523.997	11.158.204	11.158.204	8.788.901	7.591.100	-	16.380.001
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	12.332.589	-	12.332.589	11.158.205	11.158.205	22.261.205	19.227.325	-	41.488.530
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	N/A	1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	1.011.826	7.414.204	7.414.204	3.002.567	-	-	3.002.567
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	1,58%	-	894	894	-	-	-	-	1.661	1.661	-	-	-	-
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	792.809	-	-	792.809	-	-	894.018	-	-	894.018
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	-	12.395.250	-	12.395.250	-	-	11.953.000	-	-	11.953.000
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	821	821	-	-	-	-	32	32	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	1.180	1.180	-	-	-	-	115.477	115.477	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	7,75%	96.367	410.814	507.181	1.190.260	1.190.260	1.775.735	4.156.255	-	-	-	-	-	4.822.575
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	10,95%	8.353.041	17.646.086	25.999.127	10.399.296	531.167	-	10.930.463	597.908	597.908	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	10,13%	-	-	-	-	-	-	-	33.543.177	33.543.177	9.462.684	-	-	9.462.684
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	51.906.330	51.906.330	-	-	-	-	55.438.210	55.438.210	-	-	-	-
Totales Otros								27.400.331	79.707.544	107.107.875	13.394.191	63.973.263	1.775.735	79.143.189	119.427.078	119.427.078	56.362.375	26.818.425	4.822.575	88.003.375

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.

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2010, M\$ 679.999.810 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 2009 dicho monto ascendía a M\$ 964.291.218.

El movimiento durante los ejercicios 2010, 2009 y 2008 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31/12/10	31/12/09	31/12/08
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	60.346.205	(61.905.837)	128.332.092
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	15.654.909	126.579.938	(179.193.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(8.252.587)	(4.327.896)	(11.044.131)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	67.748.527	60.346.205	(61.905.837)

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 242.750.000 y M\$ 253.550.000, 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 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 de Enersis o Chilectra o Endesa Chile. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, que expira en julio de 2011, estipula que se puede originar un cross default por causal de un pago en mora, ya sea de intereses o capital, sea éste de Endesa Chile o de sus "Relevant Subsidiaries". Estos dos préstamos sindicados no tienen desembolsos a esta fecha. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley 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; 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 2010 y al 31 de diciembre de 2009, 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 destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Enersis.

- 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.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- 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 51% al 31 de diciembre de 2010.

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:

	31/12/10 %	31/12/09 %
Tasa de interés fijo	51%	35%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	49%	64%
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.

La compañía no ha realizado transacciones de instrumentos derivados de commodities para manejar las fluctuaciones de los combustibles, sin embargo, está permanentemente analizando y verificando la conveniencia de este tipo de cobertura, por lo cual no se puede descartar que en el futuro haga uso de este tipo de herramientas.

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.

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 2010, el Grupo presenta 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. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$1.134.900.821 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 253.550.000 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 90% 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 Monte-Carlo. 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	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Tipo de interés	38.847.459	29.778.643
Tipo de cambio	539.575	3.860.371
Correlación	(2.695.024)	(7.740.115)
Total	36.692.010	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los años 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio

Nota 20. Instrumentos Financieros.

20.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2010					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
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	323.260.049	-	-
Total No Corriente	91.262	-	29.461.230	323.260.049	2.511.197	27.212.944
Total	108.813	-	37.196.670	1.381.829.896	2.511.197	27.277.462

31 de diciembre de 2009

	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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	1.536.149	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.160.980.832	-	-
Total Corriente	1.536.149	-	-	1.160.980.832	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.512.716	-
Instrumentos derivados	732.253	-	-	-	-	2.238.039
Otros activos de carácter financiero	-	-	24.548.711	195.442.451	-	-
Total No Corriente	732.253	-	24.548.711	195.442.451	2.512.716	2.238.039
Total	2.268.402	-	24.548.711	1.356.423.283	2.512.716	2.238.039

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

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

31 de diciembre de 2009				
	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	6.582.907	-	711.528.525	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	8.441.901
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.093.916.171	-
Total Corriente	7.003.729	-	1.805.444.696	8.441.901
Préstamos que devengan interés	22.673.861	11.953.000	3.279.097.437	-
Instrumentos derivados	-	-	-	206.931.247
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	85.254.349	-
Total No Corriente	22.673.861	11.953.000	3.364.351.786	206.931.247
Total	29.677.590	11.953.000	5.169.796.482	215.373.148

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 2010 y 2009, 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 2010				31 de diciembre de 2009			
	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:	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura flujos de caja	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	-	25.387.885	9.340.943	235.234.989	-	80.862	7.319.513	203.602.815
Cobertura de flujos de caja	-	25.387.885	3.867.323	229.257.717	-	80.862	2.537.129	196.123.295
Cobertura de valor razonable	-	-	5.473.620	5.977.272	-	-	4.782.384	7.479.520
TOTAL	64.518	27.212.944	10.002.909	240.113.443	-	2.238.039	8.441.901	206.931.247

- 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 31-12-2010	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2009	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(3.715.361)	(3.225.872)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	1.617.247	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(509.567)	80.862	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(11.450.892)	(12.261.904)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(207.163.070)	(198.660.424)	Flujo de caja
COLLAR	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	(685.018)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio de 2010, 2009 y 2008 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 2010		31 de diciembre de 2009		31 de diciembre de 2008	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	3.788.165	-	-	9.435.859	-	4.329.485
Partida subyacente	-	6.749.098	7.893.882	-	4.948.720	-
TOTAL	3.788.165	6.749.098	7.893.882	9.435.859	4.948.720	4.329.485

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010				31 de diciembre de 2009			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	17.551	-	91.262	-	1.536.089	420.822	732.253	-

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 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2010							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores 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

Derivados financieros	31 de diciembre 2009							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de flujos de caja	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de tipo de cambio:	(210.841.466)	6.791.682	6.431.553	11.188.708	1.857.687	268.355.058	200.498.983	495.123.671
Cobertura de flujos de caja	(198.579.562)	-	-	5.071.000	-	266.364.546	198.366.150	469.801.696
Cobertura de valor razonable	(12.261.904)	6.791.682	6.431.553	6.117.708	1.857.687	1.990.512	2.132.833	25.321.975
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.847.520	91.970.309	31.945.255	-	-	-	-	123.915.564
TOTAL	(211.287.589)	137.856.709	64.504.691	37.581.504	5.045.190	385.854.324	202.062.647	832.905.065

El monto nominal contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

20.3 Jerarquías del valor razonable.

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 2010 y 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/10 M\$	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
		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 de Cobertura de Valor razonable				
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	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-
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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable

Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:

	31/12/09	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	2.238.039	-	2.238.039	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable				
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.268.342	-	2.268.342	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	88.838	88.838	-	-
Total	4.595.219	88.838	4.506.381	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	203.111.244	-	203.111.244	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	12.261.904	-	12.261.904	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	420.822	-	420.822	-
Otros pasivos financieros corto plazo	6.582.907	-	6.582.907	-
Otros pasivos financieros largo plazo	34.626.861	-	22.673.861	11.953.000
Total	257.003.738	-	245.050.738	11.953.000

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 2008	2.429.372
Pérdida imputada en resultado financiero	9.523.628
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

Nota 21. Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Acreeedores comerciales	305.079.295	341.167.159	4.477.313	-
Otras cuentas por pagar	919.410.703	638.739.193	32.759.399	68.909.402
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.224.489.998	979.906.352	37.236.712	68.909.402

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Proveedores por compra de energía	417.786.845	326.840.301	5.565.832	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	110.816.084	69.218.546	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	385.380.841	380.805.716	13.410.089	12.945.147
Dividendos por pagar a terceros	154.811.729	116.022.795	-	-
Multas y reclamaciones	53.729.963	42.549.570	-	-
Pesquisas y desarrollo	33.202.794	10.815.336	1.895.349	7.427.918
Cuentas por pagar instituciones fiscales	32.851.967	13.726.011	11.216.940	23.292.682
Contrato Mitsubishi (LTSA)	3.397.620	-	3.288.535	7.361.867
Obligaciones programas sociales	1.122.119	-	-	5.348.256
Otras cuentas por pagar	31.390.036	19.928.077	1.859.967	12.533.532
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.224.489.998	979.906.352	37.236.712	68.909.402

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 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
Provisión por garantía	-	-	2.821.692	2.875.372
Provisión de reclamaciones legales	44.903.128	23.013.945	209.740.117	235.390.414
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	10.779.096	10.234.267
Provisión compra de energía y potencia	4.318.563	20.226.885	-	-
Provisión proveedores y servicios	26.183.409	9.716.326	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	31.935.562	33.739.527	1.201.357	1.128.270
Otras provisiones	8.108.574	13.327.772	980.067	658.589
Total	115.449.236	100.024.455	225.522.329	250.286.912

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
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

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	9.259.434	190.451.554	2.319.202	120.461.202	322.491.392
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	906.083	83.456.936	8.145.666	6.800.178	99.308.863
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(360.598)	16.068.663	(64.827)	5.428.891	21.072.129
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	-	(204.714)	-	(2.728.637)	(2.933.351)
Provisión Utilizada	-	(18.558.588)	-	(19.728.719)	(38.287.307)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(18.722.980)	-	(30.725.462)	(49.448.442)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	26.940	91.233	37.887	156.060
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	151.197	7.869.827	(257.007)	(7.603.706)	160.311
Otro Incremento (Decremento)	(7.080.744)	(1.983.279)	-	6.855.735	(2.208.288)
Total Movimientos en Provisiones	(6.384.062)	67.952.805	7.915.065	(41.663.833)	27.819.975
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009	2.875.372	258.404.359	10.234.267	78.797.369	350.311.367

22.2 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, 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. El proceso fue suspendido en una etapa en la cual el Tribunal debía notificar a las partes su laudo sobre la cuestión de jurisdicción planteada por la República Argentina. La actual suspensión es consecuencia de varias extensiones solicitadas por las demandantes. Así, con fecha 6 de agosto de 2009 el Tribunal solicitó a las partes que informen sobre la situación del proceso de negociación, de conformidad con el Acta Acuerdo. El día 12 de agosto de 2009 las demandantes dieron respuesta al requerimiento y solicitaron la extensión de la suspensión del arbitraje por un plazo de 12 meses a contar desde dicha presentación. La República Argentina indicó que no se oponía a la extensión del plazo de la suspensión solicitado por las demandantes. Con fecha 25 de agosto de 2009 se recibió comunicación del Tribunal Arbitral en la que se acordó mantener la suspensión del procedimiento arbitral hasta el 12 de agosto de 2010. 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. En efecto, mediante comunicación de fecha 30 de septiembre de 2010, el tribunal efectuó la solicitud referida, a lo que los demandantes contestaron solicitando nueva extensión del plazo de suspensión, por doce meses. 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.

El pasado 15 de octubre de 2010, el árbitro Robert Volterra envió su renuncia al cargo, la cual fue admitida por los otros dos árbitros. 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, el 10 de noviembre de 2010 las demandantes solicitaron suspender el procedimiento también

en lo que se refiere a la designación del árbitro sustituto de Robert Volterra, 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 Elétricas Fluminense S.A. ("CELFL"). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasileira de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL 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 CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. La cuantía se estima en US\$ 430,31 millones. La sentencia de primera instancia fue favorable a Ampla, y apelada por el demandante, apelación que fue acogida. Ampla interpuso nuevos recursos (Embargos de Declaración) con el objetivo de anular la decisión de los recursos anteriores y obtener un nuevo juicio. Estos nuevos recursos fueron fallados el 2 de junio de 2009 favorablemente a Ampla, anulando las decisiones del proceso a partir del 4 de abril de 2009. Por resoluciones de fechas 1 y 15 de diciembre de 2009, la sentencia de apelación que había acogido el recurso de Meridional fue reformada, manteniéndose la sentencia de primera instancia favorable a Ampla y al Estado de Rio de Janeiro. Contra dicha decisión, Meridional interpuso recurso denominado Embargo de Declaração, el cual fue juzgado improcedente el 23 de febrero de 2010. En mayo de 2010, Meridional presentó nuevos recursos (embargos de declaração) contra el referido acuerdo, los que fueron declarados inadmisibles y se advirtió a Meridional que la interposición de nuevos recursos sin fundamento daría motivo a la aplicación de multa. El 28 de mayo de 2010 Meridional presentó un nuevo recurso (agravo interno) el cual fue denegado el 08 de junio de 2010, por unanimidad y se le aplicó una multa a Meridional fijada en un 1% sobre el valor actualizado de la causa, ya que el recurso no tiene fundamento y acarrea el atraso del juicio. En el mes de julio de 2010 se presentaron nuevas solicitudes (embargos de declaração) por Meridional, que no se reconocieron. Contra dicha decisión Meridional interpuso recurso (agravo regimental). El 30 de agosto de 2010 el Relator decidió no admitir el agravo regimental, y determinó que el recurso se retire del proceso, además de determinar que la secretaría del tribunal no promueva la admisión de nuevas peticiones de Meridional, así como que sea certificado el tránsito em julgado. En base a esta decisión, el 13 de septiembre de 2010 Meridional entabló nuevo recurso denominado mandado de segurança.

3.- En el año 2002, la filial brasileira de distribución Ampla y Enertrade Comercializadora de Energía S.A. ("Enertrade") firmaron un contrato de compraventa de energía eléctrica a 20 años, con vigencia a partir del 31 de diciembre de 2002. Dicho contrato fue remitido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL") para su evaluación y consecuente homologación y señaló que el precio de la energía debía ser menor. En razón de esa decisión, Ampla pagó por ese contrato el valor autorizado por ANEEL. En diciembre de 2005 Enertrade demandó arbitrariamente a Ampla ante la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas/RJ. El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral dictó sentencia condenando a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1ero. de enero de 2004 a 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%. Además, el Tribunal falló que el contrato está terminado desde el 28 de agosto de 2006 y que Ampla nada debe a Enertrade después de esa fecha. Ampla presentó acción anulatoria contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de "anticipación de tutela", para que sea 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. La cuantía se estima en US\$41,3 millones. En mayo de 2009 se otorgó la "anticipación de tutela", suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. El 30 de junio de 2009 se rechazó el recurso de Enertrade contra esa decisión, confirmándose dicha suspensión. El 9 de julio de 2009 se rechazó el pedido de efecto suspensivo solicitado por Enertrade en el recurso (agravo de instrumento). El 20 de julio de 2009 Enertrade presentó otro recurso (agravo regimental) contra la decisión que rechazó el pedido de efecto suspensivo antes solicitado. El 25 de agosto de 2009 se rechazó el recurso (agravo de regimental) presentado por Enertrade. Ampla presentó su réplica y adjuntó la sentencia de primera instancia dictada en los autos del "mandado de seguridad" de Enertrade v/s ANEEL (el 07 de julio 2009 se dictó sentencia de primera instancia, rechazándose la pretensión de ENERTRADE). El 2 de septiembre de 2009 se despachó oficio a la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica) acerca de la "anticipación de tutela", para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente la acción anulatoria. El 28 de septiembre 2009 quedó ejecutoriada la sentencia pronunciada en el litigio de Enertrade contra ANEEL, sentencia que reconoció la obligatoriedad para las partes de la adición al contrato de las condiciones impuestas por ANEEL (la reducción del precio). El 11 de noviembre de 2009 las partes protocolizaron una petición conjunta requiriendo la suspensión del procedimiento por 30 días y en diciembre solicitaron la renovación de dicha suspensión. El 17 de marzo 2010 fue requerida por las partes la prosecución de la acción anulatoria, ya que no fue posible un acuerdo global. El 2 de junio de 2010 se juzgó el recurso (Agravo de Instrumento) interpuesto por Enertrade con resultado favorable para Ampla manteniéndose la liminar.. La Aneel había aprobado el convenio ("Termo Aditivo") celebrado entre Ampla y Enertrade para regularización del Contrato de Compra y Venta de Energía, objeto del arbitraje. La Jueza de primera instancia, había convocado a audiencia de conciliación para el día 13 de septiembre de 2010. El 2 de agosto de 2010 Enertrade presentó nuevo recurso Embargos de Declaração al Tribunal de Justiça para continuar intentando dejar sin efecto la liminar. El 26 de agosto de 2010 el Tribunal de Justiça confirmó nuevamente la liminar a favor de Ampla. Sin embargo, Enertrade puede presentar recursos ante los Tribunales Superiores en Brasilia. El 10 de septiembre de 2010 Ampla y Enertrade requirieron nueva suspensión del proceso durante 90 días para retomar las negociaciones y llevar a cabo el acuerdo. El Tribunal aplazó, sin fecha definida, la audiencia de conciliación anteriormente fijada para el 13 de septiembre de 2010.

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos ("CIBRAN") demanda 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. La cuantía se estima en aproximadamente US\$45,7 millones aprox. El litigio se acumuló a otros seis procesos cuyo fundamento sería la interrupción del suministro de energía, y se encuentra en fase de discusión y prueba. El 21 de junio de 2010 se publicó decisión del juez requiriendo a las partes y sus asistentes técnicos para que se manifiesten sobre el laudo pericial, habiendo sido concedido el plazo de 30 (treinta) días para esa manifestación. El laudo pericial fue desfavorable en parte para Ampla. Así pues, el 27 de agosto de 2010 Ampla presentó impugnação a dicho laudo mostrando al juez las diversas contradicciones del perito, y requiriendo la nulidad de la pericia o la intimación del perito para responder a los cuestionamientos presentados por los asistentes técnicos de la Compañía.

5.- El 26 de 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 Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente U\$ 70.880.000- 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. El 27 de 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. El 09 de abril de 2010 CIEN presentó al Tribunal escrito de manifestación respecto de la réplica presentada por Tractebel. El proceso está en primera instancia y en fase de instrucción. El 1 de septiembre de 2010 el proceso se envió al juez para que decida si va a conceder el despacho saneador (término de la fase de alegaciones de las partes e inicio de la fase de pericia/producción de pruebas).

6.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas 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 N°12.399, para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado el 5 de 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\$520.280.659 (US\$313,42 millones) 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. CIEN presentó contestação el 28 de julio de 2010. Furnas presentó su réplica el 26 de agosto de 2010. El 4 de octubre de 2010 el juez declaró que se pasase a la “fase de pruebas”. Esta decisión fue publicada el 18 de octubre de 2010. El 25 de octubre de 2010 CIEN propuso al tribunal la producción de la denominada prueba documental suplementaria, sin que sea necesario en ese momento precisar qué documentos van a ser presentados, lo que queda para una fase posterior del proceso..

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 81,42%. 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 tiene por finalidad que el Recurso Especial sea acogido. Se encuentra pendiente el fallo de ambos recursos. La cuantía asciende a US\$95,63 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 re-financiar 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. La cuantía asciende a US\$430,35 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 5º 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 octubre de 2004 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\$97,67 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 por R\$56 millones (US\$35,72 millones, actualizado a julio/2009). Por su parte, para evitar la caducidad de los impuestos, la Receita Federal levantó Acta con exigibilidad del tributo suspendida hasta que se resuelva el juicio pendiente contra la Unión Federal: Respecto del pleito contra la Unión Federal, 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), 2º 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 Hacienda. 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 Hacienda Pública presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2º instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Hacienda. En marzo de 2010 la Hacienda presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia). En la vía administrativa, respecto del Acta de la Receita Federal que fue reclamada en febrero de 2006, la decisión de primera instancia administrativa fue en favor de CGTF, siendo el Acta declarada nula. La decisión está basada en que el Acta fue levantada sin observar los requisitos y formalidades jurídicos debidos; es decir, no hubo una decisión sobre el tema de fondo. De ello resulta que en tesis la Receita Federal podrá levantar otra Acta que cumpla con los requisitos formales, para lo cual no existe plazo. En octubre de 2008 el Consejo de Contribuyentes, segunda instancia Administrativa, confirmó íntegramente la decisión de primera instancia que juzgó nula el Acta de la Receita Federal por adolecer de vicios formales. En abril de 2009 la decisión que juzgó nula el Acta por vicios formales quedó firme y definitiva, por lo que el Acta se encuentra extinta. Se encuentra pendiente resolución de recurso especial interpuesto por la Hacienda Pública al Superior Tribunal de Justicia de Brasilia. La cuantía asciende a US\$43,92 millones.

11.- En el ejercicio 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 ribereños del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. 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.

12.- Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008 y 2009 en contra de PANGUE S.A., filial de ENDESA CHILE, los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangué, 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 y actualmente uno de ellos se encuentra próximo a dictarse sentencia y dos de ellos en etapa de prueba. En otro de estos juicios se dictó fallo favorable a la PANGUE S.A. y a la presente fecha existen recursos pendientes interpuestos por la parte la demandante ante la Corte de Apelaciones respectiva. El proceso restante terminó por haberse acogido el abandono de procedimiento pedido por PANGUE. La cuantía de estos cuatro procesos que continúan vigentes asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 37,86 millones). El juicio terminado tenía una cuantía de \$1.916.465.798 (US\$4 millones) y no estaba cubierto en cuanto a su riesgo patrimonial por una compañía de seguros. Cabe señalar que los cuatro procesos vigentes si 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 4 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. En uno de estos juicios, la demanda se interpuso igualmente en contra del Ministerio de Obras Públicas (MOP). Sin embargo, en el mes de noviembre de 2010, la demandante se desistió de la demanda en contra de Endesa, continuando el proceso en contra del MOP. En los demás juicios, se encuentra dictado el auto de prueba. 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\$ 31,21 millones). El juicio terminado en contra de Endesa por desistimiento de la demandante tenía una cuantía ascendente a \$33.751.490.114 (US\$72,11). 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 a su estado procesal el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el periodo de discusión y en la causa de Transportes Silva y Silva Ltda. se contestó la demanda. Estos juicios tienen cuantía indeterminada.

15.- 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\$1.547,72 millones. Emgesa S.A. ESP. solicitó la vinculación de aproximadamente 80 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. Con posterioridad de 2010 se reasigna ponente por reparto general de los procesos que cursan en la sección tercera del Consejo de Estado y, entre los nueve magistrados que hoy la integran de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1285, le correspondió a la Magistrada Olga Valle de la Hoz.

16.- 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 apelación ante 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\$45,43 millones.

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:

Energis 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.I.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) 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 2010 y 31 de diciembre de 2009, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo corriente	5.450.382	4.915.167
Obligaciones post empleo no corriente	215.818.975	182.688.990
Total Pasivo	221.269.357	187.604.157
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	(3.352.698)	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto	217.916.659	187.604.157

(*) 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	
	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	554.990.745	510.334.175
(-) Plan de activos (*)	(377.239.859)	(362.690.337)
Total	177.750.886	147.643.838
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	31.425.234	31.876.650
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	11.527.032	10.233.447
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	(2.786.493)	(2.149.778)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	217.916.659	187.604.157

(*) 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. Para el reconocimiento contable de este requerimiento mínimo, de acuerdo a CINIIF 14, la administración estima que retornará sólo un 26,75%.

(***) Corresponde a las Obligaciones Post Empleo de CAM y Synapsis (ver Nota 11).

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	443.320.261
Costo del servicio corriente	5.138.692
Costo por intereses	51.679.594
(Ganancias) pérdidas actuariales	35.705.096
Diferencia de conversión de moneda extranjera	11.423.745
Contribuciones pagadas	(44.397.635)
Combinaciones de negocios (*)	7.464.422
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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 final al 31 de diciembre de 2010	554.990.745

(*) Saldo proveniente de la combinación de negocios producida con fechas 25 de febrero 2009. (Ver nota 14.(1)).

Al 31 de diciembre de 2010, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,4% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (7,1% a 31 de diciembre de 2009), en un 79,1% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (76,3% a 31 de diciembre de 2009), en un 14,1% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (16,2% a 31 de diciembre 2009) y el 0,4% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una filial argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2009)

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 2009		(264.762.082)
Rendimiento esperado		(32.050.585)
(Ganancia) pérdida actuarial		(60.896.738)
Diferencia de conversión de moneda extranjera		(21.040.531)
Aportaciones		(15.488.990)
Contribuciones pagadas		31.548.589
Saldo al 31 de diciembre de 2009		(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 final al 31 de diciembre de 2010		(377.239.859)
	12/31/10	12/31/09
	M\$	M\$
Acciones	7.526.454	8.448.047
Inmuebles	2.044.062	1.722.538
Total	9.570.516	10.170.585

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones e inmuebles propios del Grupo.

d) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31/12/10		31/12/09	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	65.913.747	18%	67.097.712	19%
Activos de renta fija	283.356.040	75%	264.763.946	73%
Inversiones inmobiliarias	23.748.294	6%	25.388.324	7%
Otros	4.221.778	1%	5.440.355	1%
Total	377.239.859	100%	362.690.337	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 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 fue en promedio de 12,90 y 19,77% respectivamente.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.455.159	5.138.692	4.072.922
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	52.703.379	51.679.594	47.749.152
Rendimiento esperado de activos del plan	(41.253.550)	(32.050.585)	(33.741.755)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	15.904.988	24.767.701	18.080.319
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	48.495.375	15.599.453	34.060.925
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	64.400.363	40.367.154	52.141.244

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 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,80% / 11,50%	9,52%	11,59%	16,80%	13,94%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	12,90% / 13,41%	11,28% / 13,02%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	4,50%	5,77% / 6,59%	4,51%	6,48%	11,30%	8,00%
Tablas de mortalidad	RV-2004 / RV-85	RV-2004 / RV-85	AT 2000	AT-83/AT-49	RV 08	ISS 1980-1989	CSO 1980	CSO 1980

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2010, 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\$48.202.624 (M\$40.456.334 al 31 de diciembre de 2009) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$56.462.882 (M\$47.466.911 al 31 de diciembre de 2009) en caso de una baja de la tasa

• Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos 12 meses asciende a M\$ 5.450.382.

• 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 2010 han ascendido a M\$ 1.382.818 (M\$ 2.132.317 a diciembre 2009 y M\$ 1.697.800 a diciembre 2008).

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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 2010 y 31 de diciembre de 2009.

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 25 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, la distribución de un dividendo definitivo cuyo monto sea equivalente al 35,27% de las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio 2008, esto es \$6,1 por acción.

La propuesta anterior modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2008, que consideraba una proposición de reparto de un dividendo definitivo por un monto equivalente al 70% de las utilidades líquidas, lo cual fue informado como Hecho Esencial con fecha 25 de marzo de 2009.

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.

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 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

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 2010, 2009 y 2008 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(31.997.882)	(25.140.985)	(3.123.655)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(39.533.598)	(30.917.314)	(3.519.749)
Ampla Energía E Serviços S.A.	131.368.333	145.683.499	115.076.940
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	2.457.495	3.558.280	1.445.939
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	6.372.677	8.666.552	28.716.101
Inversiones Distilima S.A.	(8.023.006)	(3.620.410)	10.412.874
Investluz S.A.	3.645.236	3.681.834	3.644.801
Endesa Brasil S.A.	32.580.194	55.686.633	14.166.519
Central Costanera S.A.	(7.112.768)	(3.495.910)	(4.619.633)
Endesa Argentina S.A.	286.480	286.480	9.403.155
Gas Atacama S.A.	(2.013.576)	2.261.348	13.277.982
Emgesa S.A. E.S.P.	38.858.582	40.494.477	62.314.686
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(10.306.187)	(7.744.971)	(677.259)
Generandes Perú S.A.	766.900	9.417.649	31.521.222
Grupo Synapsis	(1.148.937)	(339.801)	2.370.640
Grupo CAM	(2.087.946)	(1.259.460)	3.423.263
Otros	(833.107)	(244.691)	125.785
TOTAL	113.278.890	196.973.210	283.959.611

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 2010 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 1.021.823.880, M\$ 99.763.921, M\$ 390.800.750, M\$ 48.782.665 y M\$ 68.032.153, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2010	Movimiento 2010	Saldo al 31 de diciembre de 2010
	M\$	M\$	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	Movimiento 2009	Saldo al 31 de diciembre de 2009
	M\$	M\$	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)

	Saldo al 1 de enero de 2008	Movimiento 2008	Saldo al 31 de diciembre de 2008
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	199.615.814	84.343.797	283.959.611
Coberturas de flujo de caja	(44.390.168)	(232.377.439)	(276.767.607)
Activos financieros disponibles para la venta	9.108	457	9.565
Otras reservas varias	(841.137.396)	(449.962.502)	(1.291.099.898)
TOTAL	(685.902.642)	(597.995.687)	(1.283.898.329)

• **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 2.5.3) 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:

- (i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008. Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".
- (ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").
- (iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding 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 el ejercicio 2010 y el ejercicio 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) 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 al 31 de diciembre de 2010 (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2009 y 2008).

Nota 25. Ingresos.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Ingresos de actividades ordinarias			
Ventas de energía	5.653.724.917	5.579.145.884	5.561.463.872
Otras ventas	50.570.774	56.489.259	45.682.484
Ventas equipos de medida	2.621.293	2.822.658	3.798.709
Ventas de materiales electrónicos	31.263.834	39.840.661	31.760.232
Ventas de productos y servicios	16.685.647	13.825.940	10.123.543
Otras prestaciones de servicios	474.934.133	477.648.472	493.717.929
Peajes y transmisión	182.638.100	229.183.380	250.583.706
Arriendo equipos de medida	9.646.546	8.327.754	9.966.455
Alumbrado público	31.092.463	30.603.007	36.640.855
Verificaciones y enganches	14.106.659	14.869.456	22.801.523
Servicios de ingeniería	15.871.319	19.960.120	18.460.358
Servicios de consultoría	23.442.524	26.976.336	23.528.236
Otras prestaciones	198.136.522	147.728.419	131.736.796
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285

Otros ingresos por naturaleza

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Ingresos por contratos de construcción	252.401.048	200.493.636	275.584.358
Apoyos mutuos	23.287.510	17.809.432	16.614.018
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	10.611.783	24.832.249	18.887.136
Arrendamientos	699.787	841.083	3.112.862
Ventas de nuevos negocios	11.380.343	9.238.121	13.226.000
Otros Ingresos (1)	85.970.818	105.557.517	151.656.042
Total Otros ingresos por naturaleza	384.351.289	358.772.038	479.080.416

(1) Durante el presente año se ha reconocido un monto de M\$ 22.226 millones 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 pasado 27 de febrero, 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 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Compras de energía	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	(1.624.238.985)
Consumo de combustible	(672.038.103)	(580.237.613)	(847.411.384)
Gastos de transporte	(405.983.092)	(316.287.883)	(294.860.018)
Costos por contratos de construcción	(252.401.048)	(200.493.636)	(275.584.358)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(636.509.375)	(593.376.220)	(505.895.541)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)

Nota 27. Gastos por Beneficios a los Empleados.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Sueldos y salarios	(295.339.462)	(296.862.091)	(269.904.674)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.837.977)	(7.271.009)	(5.770.722)
Seguridad social y otras cargas sociales	(63.391.743)	(52.252.408)	(40.925.405)
Otros gastos de personal	(10.108.831)	(14.016.937)	(6.027.632)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)

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 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Depreciaciones	(338.040.266)	(346.587.547)	(330.545.457)
Amortizaciones	(110.977.009)	(107.782.412)	(87.164.869)
Subtotal	(449.017.275)	(454.369.959)	(417.710.326)
Pérdidas por deterioro (*)	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)
Total	(557.390.704)	(539.655.484)	(438.063.591)

(*) Pérdidas por deterioro

	Saldo al		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(95.391.111)	(22.179.120)	(19.755.884)
Activos y grupos mantenidos para venta (ver nota 11)	(14.881.960)	(21.915.849)	-
Inmovilizado (ver nota 15)	(1.340.235)	(43.999.600)	-
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	3.239.877	2.809.044	(597.381)
Total	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)

Nota 29. Otros Gastos por Naturaleza.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza

	Saldo al		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(130.232.972)	(146.952.970)	(156.589.606)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(113.944.110)	(117.604.978)	(108.338.771)
Reparaciones y conservación	(69.199.458)	(53.933.371)	(57.359.157)
Indemnizaciones y multas	(41.316.694)	(20.934.632)	(11.474.146)
Tributos y tasas	(26.456.298)	(33.891.117)	(34.795.817)
Primas de seguros	(19.147.361)	(19.866.916)	(14.076.198)
Arrendamientos y cánones	(16.980.825)	(19.969.187)	(22.103.036)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(16.207.055)	(16.338.026)	(10.949.704)
Otros aprovisionamientos	(11.701.238)	(19.372.298)	(15.665.284)
Gastos de viajes	(4.306.510)	(4.966.691)	(5.192.877)
Gastos de medioambiente	(942.248)	(3.859.011)	(3.666.727)
Total Otros gastos por naturaleza	(450.434.769)	(457.689.197)	(440.211.323)

Nota 30. Otras Ganancias (Pérdidas).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)

	Saldo al		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Ventas de inversiones	272.686	28.113.548	964.000
Venta de cartera Codensa Hogar	-	12.784.152	-
Ventas de terrenos	8.381.710	9.253.010	-
Otros	3.329.038	489.568	1.574.961
Total Otras ganancias (pérdidas)	11.983.434	50.640.278	2.538.961

Nota 31. Resultado Financiero.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Ingresos financieros

	Saldo al		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	68.144.673	79.364.437	77.155.433
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	41.253.550	32.050.585	33.741.755
Otros ingresos financieros	56.962.380	41.884.708	61.502.064
Ingresos por otros activos financieros	4.876.345	6.370.675	9.354.083
Total Ingresos Financieros	171.236.948	159.670.405	181.753.335

Costos financieros	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Costos Financieros	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Préstamos bancarios	(127.921.732)	(137.274.372)	(161.830.097)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(150.777.160)	(171.723.898)	(200.639.335)
Arrendamientos financieros (leasing)	(3.056.546)	(3.733.454)	(4.696.187)
Valoración derivados financieros	(19.034.198)	(19.307.617)	(18.723.566)
Provisiones financieras	(73.709.974)	(12.105.233)	(18.121.169)
Obligación por beneficios post empleo	(52.703.379)	(51.679.594)	(47.749.152)
Gastos financieros activados	15.137.380	11.165.950	12.119.473
Otros costos financieros	(26.292.642)	(97.814.409)	(75.468.224)
Resultado por unidades de reajuste	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Diferencias de cambio	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Positivas	83.236.540	82.015.125	74.524.243
Negativas	(71.664.066)	(90.250.378)	(98.157.021)
Total Costos Financieros	(441.841.483)	(468.926.551)	(601.119.287)
Total Resultado Financiero	(270.604.535)	(309.256.146)	(419.365.952)

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 2010, 2009 y 2008:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias

	Saldo al		
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/08 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(397.519.578)	(422.830.225)	(308.467.764)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	51.094.799	39.752.182	19.021.973
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(2.869.081)	12.569.886	2.842.103
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.597.705)	(4.276.209)	(6.191.896)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(351.891.565)	(374.784.366)	(292.795.584)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(5.841.500)	7.274.742	(115.182.582)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	(1.450.689)	-	-
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente usados para Reducir el Gasto por Impuesto Diferido	-	1.700.625	-
Otro Gasto por Impuesto Diferido	13.176.786	6.071.389	(7.924.618)
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	5.884.597	15.046.756	(123.107.200)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)

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	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (17%)	(245.938.215)	(284.081.079)	(246.514.420)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(159.695.526)	(166.163.264)	(135.494.792)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	44.357.904	40.858.030	67.957.672
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(9.065.332)	(29.309.173)	(67.703.775)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	-	(489.108)	-
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	-	(1.098.324)	-
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(1.450.689)	-	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(2.869.081)	12.569.886	2.842.103
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	28.653.971	67.975.422	(36.989.572)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(100.068.753)	(75.656.531)	(169.388.364)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)

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. Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta, al 31 de diciembre de 2010 la compañía ha reconocido un mayor gasto por impuestos diferidos de M\$1.069.481.

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 señaladas, correspondientes al ejercicio 2010 y 2009.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.064.310.315	1.251.419.545	1.156.629.416	1.216.399.232	117.328.245	103.636.879	2.338.267.976	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	410.734.005	619.035.609	308.918.527	431.604.221	241.702.505	84.260.991	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	5.535.951	1.536.089	2.281.558	-	-	60	7.817.509	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	7.342.281	9.669.785	27.188.821	22.454.464	1.462.146	3.057.535	35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	321.074.432	396.480.263	690.037.361	719.323.724	26.986.447	26.162.612	1.038.098.240	1.141.966.599
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	186.356.762	120.472.782	87.128.995	4.072.112	(253.014.150)	(105.530.662)	20.471.607	19.014.232
Inventarios	42.162.603	40.201.722	15.560.743	16.117.546	4.928.358	0	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	91.104.281	64.023.295	25.513.411	22.827.165	21.369.649	25.325.492	137.987.341	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	73.893.290	70.360.851	73.893.290	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.808.436.926	5.853.309.145	4.743.201.791	4.640.589.157	115.938.414	144.786.363	10.667.577.132	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	28.295.886	4.141.795	5.211.606	1.673.211	29.461.230	24.681.751	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	31.459.012	32.513.871	70.535.341	60.321.995	1.741.942	1.419.387	103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	139.301.288	87.673.729	179.381.740	105.909.541	884.932	1.394.143	319.567.960	194.977.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	764.220	10.958.042	324.864	210.855	(1.089.084)	(11.168.897)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	591.361.178	584.075.094	683.656.485	683.579.189	(1.260.916.011)	(1.246.372.822)	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	31.398.642	30.060.644	1.405.434.608	1.392.815.685	15.753.155	23.245.916	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	97.673.241	102.811.891	130.262.504	134.386.985	1.249.086.179	1.264.153.057	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	4.739.297.094	4.859.937.779	2.017.266.712	1.996.440.599	(4.623.151)	7.692.864	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	-	-	-	-	33.019.154	31.231.839	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	148.886.365	141.136.300	251.127.931	265.251.097	52.620.068	48.509.124	452.634.364	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	6.872.747.241	7.104.728.690	5.899.831.207	5.856.988.389	233.266.659	248.423.242	13.005.845.107	13.210.140.321
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.143.674.971	1.133.935.750	1.359.242.371	1.071.289.696	(95.639.857)	(9.837.908)	2.407.277.486	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	315.103.380	412.941.840	284.864.090	246.570.238	65.630.548	69.516.117	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	417.077.978	413.827.992	714.678.936	490.784.193	92.733.084	75.294.167	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	288.461.159	133.099.350	202.751.731	212.446.858	(343.010.631)	(233.590.429)	148.202.260	111.955.779
Otras provisiones corrientes	43.331.481	31.787.013	51.478.884	46.641.813	20.638.871	21.595.629	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	69.759.646	132.249.173	75.509.768	49.105.703	2.397.241	3.930.795	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	2.703.107	3.448.733	2.690.108	1.359.124	57.167	107.310	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	7.238.220	6.581.649	27.268.854	24.381.767	1.283.474	2.658.137	35.790.548	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	64.630.389	50.650.366	64.630.389	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	2.110.719.491	2.487.255.434	1.545.885.669	1.804.820.750	427.934.505	345.672.955	4.084.539.665	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.621.961.525	1.957.137.539	831.035.287	1.021.187.352	561.959.635	555.118.929	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	13.548.800	24.082.594	23.380.657	44.618.834	307.255	207.974	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	1.163.160	46.997.128	147.930.726	181.853.843	(148.009.596)	(225.294.299)	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	67.038.203	58.292.397	158.484.126	191.993.937	-	578	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	349.429.640	352.011.147	200.477.944	213.169.128	6.015.994	7.869.022	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	27.147.186	26.576.882	181.236.136	148.308.890	7.435.653	7.803.218	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	30.430.977	22.157.747	3.340.793	3.688.766	225.564	(32.467)	33.997.334	25.814.046
PATRIMONIO NETO	3.618.352.778	3.483.537.506	2.994.703.167	2.980.877.943	(99.027.989)	(87.411.805)	6.514.027.956	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.618.352.778	3.483.537.506	2.994.703.167	2.980.877.943	(99.027.989)	(87.411.805)	3.735.544.636	3.518.479.555
Capital emitido	1.830.431.254	1.752.378.473	1.122.271.982	1.122.271.981	(127.820.401)	(49.767.619)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.566.278.776	1.423.967.654	1.339.970.908	1.310.880.528	(802.560.175)	(917.234.976)	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	221.642.748	307.191.379	532.460.277	547.725.434	672.592.939	720.831.142	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.778.483.320	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.872.747.241	7.104.728.690	5.899.831.207	5.856.988.389	233.266.659	248.423.242	13.005.845.107	13.210.140.321

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
INGRESOS	2.780.593.331	2.708.357.655	2.833.397.146	4.392.625.917	4.240.401.202	4.071.303.190	(609.638.135)	(476.703.204)	(324.755.635)	6.563.581.113	6.472.055.653	6.579.944.701
Ventas	2.735.326.188	2.692.140.931	2.828.078.633	4.053.333.247	3.892.291.952	3.624.951.955	(609.429.611)	(471.149.268)	(352.166.303)	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285
Ventas de energía	2.599.487.673	2.570.529.382	2.697.746.885	3.754.753.999	3.642.828.755	3.359.696.230	(700.516.755)	(634.212.253)	(495.979.243)	5.653.724.917	5.579.145.884	5.561.463.872
Otras ventas	15.262.308	6.009.988	14.564.928	9.220.770	12.431.451	15.718.375	26.087.696	38.047.820	15.308.562	50.570.774	56.489.259	45.591.865
Otras prestaciones de servicios	120.576.207	115.601.561	115.766.820	289.358.478	237.031.746	249.537.350	64.999.448	125.015.165	128.504.378	474.934.133	477.648.472	493.808.548
Otros ingresos de explotación	45.267.143	16.216.724	5.318.513	339.292.670	348.109.250	446.351.235	(208.524)	(5.553.936)	27.410.668	384.351.289	358.772.038	479.080.416
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.300.677.879)	(1.058.410.593)	(1.409.584.454)	(2.861.855.754)	(2.687.937.114)	(2.541.144.864)	640.887.379	535.754.130	402.739.032	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)
Compras de energía	(264.194.654)	(197.058.728)	(292.347.152)	(1.988.241.950)	(1.958.392.871)	(1.826.983.648)	697.721.968	635.253.374	495.091.815	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	(1.624.238.985)
Consumo de combustible	(672.030.596)	(580.234.432)	(847.407.262)	-	-	-	(7.507)	(3.181)	(4.122)	(672.038.103)	(580.237.613)	(847.411.384)
Gastos de transporte	(233.134.592)	(177.886.470)	(191.958.097)	(216.929.666)	(158.940.229)	(121.232.612)	44.081.166	20.538.816	18.330.691	(405.983.092)	(316.287.883)	(294.860.018)
Otros provisionamientos variables y servicios	(131.318.037)	(103.230.963)	(77.871.943)	(656.684.138)	(570.604.014)	(592.928.604)	(100.908.248)	(120.034.879)	(110.679.352)	(888.910.423)	(793.869.856)	(781.479.899)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.479.915.452	1.649.947.062	1.423.812.692	1.530.770.163	1.552.464.088	1.530.158.326	31.249.244	59.050.926	77.983.397	3.041.934.859	3.261.462.076	3.031.954.415
Trabajos para el Inmovilizado	688.024	731.901	500.315	34.742.737	32.998.618	32.099.245	9.438.604	-	-	44.869.365	33.730.519	32.599.560
Gastos de Personal	(76.018.545)	(69.577.977)	(57.198.723)	(215.810.871)	(216.622.884)	(187.917.987)	(82.848.597)	(84.201.584)	(77.511.723)	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(109.579.510)	(118.108.486)	(107.836.118)	(368.445.516)	(367.766.183)	(338.627.214)	27.590.256	28.185.472	6.252.009	(450.434.770)	(457.689.197)	(440.211.323)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.295.005.421	1.462.992.500	1.259.278.166	981.256.513	1.001.073.639	1.035.712.370	(14.570.493)	3.034.814	6.723.683	2.261.691.441	2.467.100.953	2.301.714.219
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(244.856.745)	(270.584.246)	(215.544.370)	(291.545.799)	(239.656.554)	(212.130.213)	(20.988.160)	(29.414.684)	(10.389.008)	(557.390.704)	(539.655.484)	(438.063.591)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.050.148.676	1.192.408.254	1.043.733.796	689.710.714	761.417.085	823.582.157	(35.558.653)	(26.379.870)	(3.665.325)	1.704.300.737	1.927.445.469	1.863.650.628
RESULTADO FINANCIERO	(139.218.164)	(186.313.678)	(243.706.955)	(102.247.567)	(99.796.594)	(159.078.864)	(29.138.804)	(23.145.874)	(16.580.133)	(270.604.535)	(309.256.146)	(419.365.952)
Ingresos financieros	27.877.778	40.841.166	54.086.804	133.877.625	117.121.114	125.109.709	9.481.545	1.708.125	2.556.822	171.236.948	159.670.405	181.753.335
Gastos financieros	(178.040.606)	(239.569.394)	(251.422.396)	(236.239.696)	(226.454.904)	(249.354.432)	(24.077.949)	(16.448.329)	(14.331.429)	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.885.747)	9.009.669	(16.686.361)	153.805	458.162	(3.048.824)	(12.323.764)	12.313.498	(42.643.067)	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Diferencias de cambio	13.830.411	3.404.881	(29.685.002)	(39.301)	9.079.034	(31.785.317)	(2.218.636)	(20.719.168)	37.837.541	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Positivas	59.335.473	71.795.866	48.055.032	7.262.527	18.584.732	53.858.472	24.733.368	(8.365.473)	(27.389.261)	91.331.368	82.015.125	74.524.243
Negativas	(45.505.062)	(68.390.985)	(77.740.034)	(7.301.828)	(9.505.698)	(85.643.789)	(26.952.004)	(12.353.695)	65.226.802	(79.758.894)	(90.250.378)	(98.157.021)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	811.855	2.233.946	2.567.160	911	82.758.254	74.875.698	202.973	(82.756.621)	(74.181.678)	1.015.739	2.235.579	3.261.180
Resultado de Otras Inversiones	234.251	(55.494)	1.016.336	-	82.850	-	38.435	110.587	(980.654)	272.686	137.943	35.682
Resultados en Ventas de Activos	1.631.416	64.430	(274.282)	1.365.276	24.938.953	2.879.810	8.714.057	25.498.952	(102.249)	11.710.749	50.502.335	2.503.279
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	913.608.034	1.008.337.458	803.336.055	588.829.334	769.400.548	742.258.801	(55.741.992)	(106.672.826)	(95.510.039)	1.446.695.376	1.671.065.180	1.450.084.818
Impuesto Sobre Sociedades	(197.506.450)	(201.746.950)	(221.991.980)	(144.802.540)	(178.201.978)	(169.399.898)	(3.697.978)	20.211.318	(24.510.906)	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
RESULTADO DEL PERÍODO	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	486.226.814	660.231.043	507.589.633
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	614.461.594	651.096.527	526.592.399

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	958.252.718	843.756.651	206.682.679	238.697.969	773.987.829	867.294.187	298.436.755	566.973.953	118.519.262	107.238.468	(17.611.267)	(52.505.572)	2.338.267.976	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	396.117.160	285.514.616	64.001.651	53.307.697	309.608.364	370.493.421	150.969.852	395.571.472	40.658.010	30.013.615	-	-	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	17.551	1.536.149	2.271.690	-	5.463.750	-	64.518	-	-	-	-	-	7.817.509	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.823.979	7.146.069	3.453.937	7.152.112	24.929.082	14.426.954	1.741.706	3.440.009	3.044.544	3.016.640	-	-	35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	424.328.700	453.263.074	105.722.882	148.041.880	399.849.969	435.142.404	134.933.800	154.237.487	55.329.513	58.929.971	(82.066.624)	(107.648.217)	1.038.098.240	1.141.966.599
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9.118.913	12.683.334	20.580.614	21.301.343	-	168.850	85.521	(117.203)	124.492	114.182	(9.437.933)	(15.136.274)	20.471.607	19.014.232
Inventarios	31.508.007	20.148.347	4.012.205	7.295.836	1.329.912	1.512.096	10.639.048	12.448.709	15.162.532	14.914.280	-	-	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	94.338.408	63.465.062	6.639.700	1.599.101	32.806.752	45.550.462	2.310	1.393.479	4.200.171	249.780	-	(81.932)	137.987.341	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.893.290	70.360.851	73.893.290	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.882.741.067	7.901.624.978	612.376.604	574.512.830	3.724.836.639	3.670.419.041	2.089.588.249	2.113.095.226	1.087.290.030	1.150.463.047	(4.729.255.458)	(4.771.430.457)	10.667.577.131	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	57.422.721	28.767.604	-	-	3.352.698	-	8.267	874	2.185.036	1.728.279	-	-	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	1.327.410	1.953.655	10.897.471	11.592.175	89.288.250	79.129.668	1.111.481	1.124.049	-	455.706	1.111.683	-	103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	9.751.497	13.413.378	123.872.850	70.806.123	177.122.226	101.549.009	8.821.387	8.893.522	-	315.381	-	-	319.567.960	194.977.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.570.592	-	-	-	36.381.275	36.839.087	-	-	-	-	(41.951.867)	(36.839.087)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.728.577.212	4.767.024.721	4.360.892	7.966.302	1.231.117.115	1.234.083.877	-	1.370	49.494.618	47.596.359	(5.999.448.185)	(6.035.391.168)	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	43.574.579	44.867.672	3.394.462	3.150.025	1.362.506.970	1.359.418.701	40.486.684	34.811.295	2.623.710	3.874.552	-	0	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	2.311.244	2.312.300	2.453.791	2.780.777	120.673.559	124.648.965	7.348.467	7.497.542	10.502.214	11.050.603	1.333.732.649	1.353.061.746	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	2.907.392.986	2.904.691.507	435.556.490	449.530.241	502.536.126	548.867.547	1.908.861.856	1.933.700.358	1.021.665.793	1.083.269.232	(24.072.596)	(55.987.643)	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	33.019.154	31.231.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	93.793.672	107.362.302	31.840.648	28.687.187	201.858.420	185.882.187	122.950.107	127.066.216	818.659	2.172.935	1.372.858	3.725.694	452.634.364	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	8.840.993.785	8.745.381.629	819.059.283	813.210.799	4.498.824.468	4.537.713.228	2.388.025.004	2.680.069.179	1.205.809.292	1.257.701.515	(4.746.866.725)	(4.823.936.029)	13.005.845.107	13.210.140.321

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09	31/12/10	31/12/09
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	647.462.363	903.928.510	368.365.266	315.322.679	749.685.522	577.406.981	432.517.038	333.334.592	122.675.915	122.026.286	86.571.381	(56.631.510)	2.407.277.486	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	57.353.811	203.071.576	91.305.044	72.071.471	316.931.058	255.852.777	138.102.310	142.035.231	61.905.795	56.003.931	-	(6.791)	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	397.291.875	412.036.076	188.824.968	145.853.738	350.493.006	262.836.323	242.087.064	121.147.948	46.211.217	38.025.476	(418.132)	6.791	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	95.959.740	156.069.449	21.522.018	31.800.330	22.670.347	31.040.271	(8.763.202)	120.530	(5.545.768)	125.143	22.359.124	(107.199.944)	148.202.260	111.955.779
Otros provisiones corrientes	61.952.297	52.152.629	31.334.089	23.007.266	9.290.490	9.409.249	1.498.668	3.592.400	11.373.692	11.862.911	-	-	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	26.985.525	71.611.640	18.739.444	27.624.545	45.603.630	15.799.839	50.694.810	57.901.052	5.643.246	12.430.527	-	(81.932)	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	1.341.781	1.714.434	591.831	119.702	-	-	3.516.770	3.081.031	-	-	-	-	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	6.577.334	7.272.706	16.047.872	14.845.627	4.696.991	2.468.522	5.380.618	5.456.400	3.087.733	3.578.298	-	-	35.790.548	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.630.389	50.650.366	64.630.389	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	1.798.546.677	1.929.817.486	182.056.288	214.399.921	866.894.226	1.140.582.690	749.238.211	817.235.201	525.104.242	572.081.308	(37.299.979)	(36.367.467)	4.084.539.665	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.511.148.690	1.643.950.501	87.795.042	131.351.744	483.293.292	725.623.564	616.376.069	682.712.921	316.343.354	349.805.090	-	-	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	3.595.790	7.570.291	325.183	478.409	33.173.070	60.139.340	142.669	721.362	-	-	-	-	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	36.634.177	37.218.338	1.750.092	3.556.672	-	-	-	-	(37.299.979)	(37.218.338)	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	17.164.654	16.062.212	11.451.261	7.703.251	183.780.246	213.128.470	2.198.153	2.725.990	10.928.015	10.666.989	-	-	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	222.646.728	216.277.536	21.549.260	24.538.307	61.907.742	69.347.637	52.263.418	51.497.425	197.556.430	211.388.392	-	-	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	33.170.562	32.408.576	1.400.727	1.915.904	102.989.784	68.787.007	78.257.902	79.577.503	-	-	-	-	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.820.253	13.548.370	22.900.638	11.193.968	-	-	-	-	276.443	220.837	-	850.871	33.997.334	25.814.046
PATRIMONIO NETO	6.394.984.745	5.911.635.633	268.637.728	283.488.199	2.882.244.720	2.819.723.557	1.206.269.755	1.529.499.386	558.029.135	563.593.921	(4.796.138.127)	(4.730.937.052)	6.514.027.956	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.394.984.745	5.911.635.633	268.637.728	283.488.199	2.882.244.720	2.819.723.557	1.206.269.755	1.529.499.386	558.029.135	563.593.921	(4.796.138.127)	(4.730.937.052)	6.514.027.956	6.377.003.644
Capital emitido	5.504.650.136	5.486.091.755	233.455.382	231.131.872	1.016.335.188	1.016.332.368	147.297.657	263.851.437	198.134.490	198.134.490	(4.274.990.018)	(4.370.659.087)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.687.545.567	2.779.151.819	77.431.069	42.103.877	446.813.310	441.729.773	274.298.955	266.283.171	56.504.426	54.446.993	(1.438.903.818)	(1.766.102.427)	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.955.970.606)	(2.512.367.589)	(42.248.723)	10.252.450	1.419.096.222	1.361.661.416	784.673.143	999.364.778	303.390.219	311.012.438	917.755.709	1.405.824.462	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.778.483.320	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.840.993.785	8.745.381.629	819.059.283	813.210.799	4.498.824.468	4.537.713.228	2.388.025.004	2.680.069.179	1.205.809.292	1.257.701.515	(4.746.866.725)	(4.823.936.029)	13.005.845.107	13.210.140.321

	Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08	31/12/10	31/12/09	31/12/08
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
	1.163.978.952	1.096.256.547	974.880.849	429.229.748	479.144.395	439.343.346	(3.718.332)	(3.846.673)	(3.405.049)	6.563.581.113	6.472.055.653	6.579.944.701
	1.135.970.285	1.040.262.693	921.815.437	408.534.345	460.091.173	411.934.933	(3.718.332)	(3.846.673)	(3.405.049)	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285
	1.019.682.987	948.485.479	802.743.947	372.233.663	403.854.451	398.658.925	-	-	-	5.653.724.917	5.579.145.884	5.561.463.872
	6.557.919	6.515.455	6.773.311	4.375.367	5.012.398	(2.533.699)	(1.209.908)	(1.571.194)	(1.374.622)	50.570.774	56.489.259	45.591.865
	109.729.379	85.261.759	112.298.179	31.925.315	51.224.324	15.809.707	(2.508.424)	(2.275.479)	(2.030.427)	474.934.133	477.648.472	493.808.548
	28.008.667	55.993.854	53.065.412	20.695.403	19.053.222	27.408.413	-	-	-	384.351.289	358.772.038	479.080.416
	(463.847.068)	(428.527.683)	(369.319.650)	(180.533.345)	(213.585.176)	(224.934.369)	1.682.485	2.883.640	3.269.736	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)
	(246.229.847)	(229.843.920)	(170.730.018)	(74.068.163)	(105.153.086)	(128.133.297)	-	-	-	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	(1.624.238.985)
	(27.780.401)	(20.572.023)	(10.740.338)	(45.498.261)	(40.516.143)	(49.625.820)	-	-	-	(672.038.103)	(580.237.613)	(847.411.384)
	(111.637.522)	(105.632.478)	(109.761.926)	(12.628.068)	(13.647.578)	(14.257.476)	-	-	-	(405.983.092)	(316.287.883)	(294.860.018)
	(78.199.298)	(72.479.262)	(78.087.368)	(48.338.853)	(54.268.369)	(32.917.776)	1.682.485	2.883.640	3.269.736	(888.910.423)	(793.869.856)	(781.479.899)
	700.131.884	667.728.864	605.561.199	248.696.403	265.559.219	214.408.977	(2.035.847)	(963.033)	(135.313)	3.041.934.859	3.261.462.076	3.031.954.415
	4.423.015	3.003.205	3.403.751	2.058.678	2.996.379	2.761.457	-	-	-	44.869.365	33.730.519	32.599.560
	(51.541.615)	(47.341.752)	(32.556.642)	(21.083.328)	(24.315.928)	(20.229.337)	-	-	-	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)
	(78.880.441)	(75.624.710)	(67.934.089)	(33.890.176)	(40.566.405)	(33.173.638)	1.054.130	948.300	17.779.604	(450.434.770)	(457.689.197)	(440.211.323)
	574.132.843	547.765.607	508.474.219	195.781.577	203.673.265	163.767.459	(981.717)	(14.733)	17.644.291	2.261.691.441	2.467.100.953	2.301.714.219
	(102.190.376)	(96.735.454)	(85.664.439)	(60.339.333)	(60.618.547)	(57.201.989)	(11.719.608)	-	-	(557.390.704)	(539.655.484)	(438.063.591)
	471.942.467	451.030.153	422.809.780	135.442.244	143.054.718	106.565.470	(12.701.325)	(14.733)	17.644.291	1.704.300.737	1.927.445.469	1.863.650.628
	(62.523.560)	(72.011.415)	(81.020.937)	(25.742.132)	(34.167.002)	(27.550.531)	4.645.177	20.848.425	(59.347.870)	(270.604.535)	(309.256.146)	(419.365.952)
	11.883.669	20.075.886	11.831.792	2.116.913	3.631.106	2.318.379	(1.492.329)	(3.066.065)	(32.602.708)	171.236.948	159.670.405	181.753.335
	(74.211.667)	(92.155.200)	(92.660.863)	(28.154.018)	(38.544.881)	(30.040.734)	1.613.140	3.066.065	23.025.027	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
	(195.562)	67.899	(191.866)	294.973	746.773	171.824	4.524.366	20.848.425	(49.770.189)	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
	963.520	1.887.294	1.922.331	1.553.835	2.333.966	2.087.857	(1.369.179)	(7.825.251)	(266.381.692)	91.331.368	82.015.125	74.524.243
	(1.159.082)	(1.819.395)	(2.114.197)	(1.258.862)	(1.587.193)	(1.916.033)	5.893.545	28.673.676	216.611.503	(79.758.894)	(90.250.378)	(98.157.021)
	-	-	-	-	9.935.172	-	198	16	(6.607.604)	1.015.739	2.235.579	3.261.180
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	(34.772)	252.022	-	-	764.314	(2.979.994)	(2.683.844)	-	272.686	137.943	35.682
	2.515.018	12.851.414	74.570	405.317	(196.773)	1.469.753	-	-	(77.438)	11.710.749	50.502.335	2.503.279
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	411.933.925	391.835.380	342.115.435	110.105.429	118.626.115	81.249.006	(11.035.944)	18.149.864	(48.388.621)	1.446.695.376	1.671.065.180	1.450.084.818
	(134.315.662)	(127.250.804)	(108.259.160)	(40.056.955)	(40.910.805)	(31.365.873)	-	-	-	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)
	277.618.263	264.584.576	233.856.275	70.048.474	77.715.310	49.883.133	(11.035.944)	18.149.864	(48.388.621)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	277.618.263	264.584.576	233.856.275	70.048.474	77.715.310	49.883.133	(11.035.944)	18.149.864	(48.388.621)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
	277.618.263	264.584.576	233.856.275	70.048.474	77.715.310	49.883.133	(11.035.944)	18.149.864	(48.388.621)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	486.226.814	660.231.043	507.589.633
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	614.461.594	651.096.527	526.592.399

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio País	Generación					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
ACTIVOS						
ACTIVOS CORRIENTES	581.919.944	507.744.040	96.454.500	140.991.440	206.821.621	306.278.528
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	225.658.998	239.557.586	18.626.377	24.950.525	77.999.226	172.292.830
Otros activos financieros corrientes	17.551	1.536.089	-	-	5.463.750	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.073.419	3.006.861	2.254.847	2.376.964	808.494	714.402
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	150.897.103	165.592.963	53.364.468	91.453.569	83.976.499	80.628.076
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	103.058.701	35.218.885	20.203.295	18.151.446	28.663.608	32.909.657
Inventarios	24.443.037	18.778.149	1.750.879	3.803.384	22.842	22.134
Activos por impuestos corrientes	76.771.135	44.053.507	254.634	255.552	9.887.202	19.711.429
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.989.974.642	3.993.095.099	290.297.224	249.643.009	614.488.434	676.395.960
Otros activos financieros no corrientes	27.935.909	4.060.933	-	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	146.349	550.079	10.203.998	10.805.636	19.997.184	19.728.902
Derechos por cobrar no corrientes	1.820.235	2.378.486	123.377.243	62.959.282	11.129.694	19.307.193
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.570.592	-	-	-	37.063.260	47.710.556
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.591.313.598	1.598.184.456	3.094.078	3.297.780	10.950.060	11.308.690
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9.638.098	8.007.620	190.799	246.210	972.900	4.055.751
Plusvalía	12.636	13.692	2.453.791	2.780.777	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.328.158.165	2.359.882.964	136.585.507	154.533.019	480.313.680	528.479.286
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	25.379.060	20.016.869	14.391.808	15.020.305	54.061.656	45.805.582
TOTAL ACTIVOS	4.571.894.586	4.500.839.139	386.751.724	390.634.449	821.310.055	982.674.488
LÍNEA DE NEGOCIO						
País						
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS						
PASIVOS CORRIENTES	461.971.755	625.965.349	151.057.167	143.720.453	182.940.166	180.531.897
Otros pasivos financieros corrientes	43.626.925	189.810.430	79.751.906	61.487.491	64.363.398	66.171.126
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	221.957.794	279.642.827	28.920.947	30.014.055	63.002.748	55.325.502
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	142.252.923	70.031.934	28.374.815	29.317.861	37.105.842	49.239.836
Otras provisiones corrientes	35.783.147	25.922.905	2.553.179	1.163.928	1.874.736	1.883.131
Pasivos por impuestos corrientes	14.656.865	57.461.125	11.212.408	21.511.319	16.593.444	7.912.298
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	367.702	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	3.694.101	2.728.426	243.912	225.799	(2)	4
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.172.214.180	1.310.207.063	141.817.640	160.157.823	156.436.680	270.850.843
Otros pasivos financieros no corrientes	949.189.055	1.089.852.354	70.465.040	98.646.588	94.332.102	162.226.842
Otras cuentas por pagar no corrientes	3.288.535	7.361.867	-	-	10.117.596	16.720.727
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	78.870	76.986	36.634.177	37.218.338	1.084.290	46.920.142
Otras provisiones no corrientes	9.797.457	9.246.395	-	-	46.119.690	38.132.390
Pasivo por impuestos diferidos	192.358.468	184.228.532	11.817.785	13.113.742	4.783.002	6.850.742
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	9.971.456	9.313.208	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.530.339	10.127.721	22.900.638	11.179.155	-	-
PATRIMONIO NETO	2.937.708.650	2.564.666.727	93.876.916	86.756.173	481.933.209	531.291.748
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.937.708.650	2.564.666.727	93.876.916	86.756.173	481.933.209	531.291.748
Capital emitido	2.132.404.418	2.114.323.325	92.185.037	92.185.037	203.659.553	203.659.553
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.152.825.041	1.133.764.178	10.088.706	3.698.891	123.291.764	124.457.334
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(347.520.809)	(683.420.776)	(8.396.827)	(9.127.755)	154.981.892	203.174.861
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.571.894.586	4.500.839.139	386.751.724	390.634.449	821.310.055	982.674.488

Generación

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
154.997.283	256.813.794	50.330.357	54.343.007	(26.213.389)	(14.751.264)	1.064.310.315	1.251.419.545
74.583.887	160.939.980	13.865.517	21.294.688	-	-	410.734.005	619.035.609
54.650	-	-	-	-	-	5.535.951	1.536.089
1.370.458	1.554.560	1.835.063	2.016.998	-	-	7.342.281	9.669.785
41.680.862	55.169.859	11.027.554	11.073.405	(19.872.054)	(7.437.609)	321.074.432	396.480.263
32.368.651	32.526.869	8.403.843	8.979.580	(6.341.335)	(7.313.655)	186.356.762	120.472.782
4.936.465	6.622.526	11.009.380	10.975.529	-	-	42.162.603	40.201.722
2.310	-	4.189.000	2.807	-	-	91.104.281	64.023.295
-	-	-	-	-	-	-	-
1.203.713.202	1.228.326.578	730.619.632	785.935.394	(1.020.656.208)	(1.080.086.895)	5.808.436.926	5.853.309.145
-	-	359.977	80.862	-	-	28.295.886	4.141.795
1.111.481	1.092.649	-	336.605	-	-	31.459.012	32.513.871
2.974.116	3.028.768	-	-	-	-	139.301.288	87.673.729
-	-	-	-	(41.869.632)	(36.752.514)	764.220	10.958.042
-	1.366	49.494.618	47.596.359	(1.063.491.176)	(1.076.313.557)	591.361.178	584.075.094
20.247.206	17.245.016	349.639	506.047	-	-	31.398.642	30.060.644
-	-	10.502.214	11.050.603	84.704.600	88.966.819	97.673.241	102.811.891
1.125.145.217	1.148.817.647	669.094.525	724.212.506	-	(55.987.643)	4.739.297.094	4.859.937.779
-	-	-	-	-	-	-	-
54.235.182	58.141.132	818.659	2.152.412	-	-	148.886.365	141.136.300
1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.046.869.597)	(1.094.838.159)	6.872.747.241	7.104.728.690

Generación

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
286.630.051	130.634.275	61.493.965	71.313.577	(418.133)	(18.229.801)	1.143.674.971	1.133.935.750
87.860.103	57.137.900	39.501.048	38.334.893	-	-	315.103.380	412.941.840
86.644.371	28.526.181	16.970.251	20.319.427	(418.133)	-	417.077.978	413.827.992
80.508.993	2.477.464	218.586	262.056	-	(18.229.801)	288.461.159	133.099.350
22.520	26.684	3.097.899	2.790.365	-	-	43.331.481	31.787.013
26.604.320	37.298.367	692.609	8.066.064	-	-	69.759.646	132.249.173
2.703.107	3.081.031	-	-	-	-	2.703.107	3.448.733
2.286.637	2.086.648	1.013.572	1.540.772	-	-	7.238.220	6.581.649
-	-	-	-	-	-	-	-
356.958.221	424.071.893	319.926.947	358.335.279	(36.634.177)	(36.367.467)	2.110.719.491	2.487.255.434
339.291.052	406.377.244	168.684.276	200.034.511	-	-	1.621.961.525	1.957.137.539
142.669	-	-	-	-	-	13.548.800	24.082.594
-	-	-	-	(36.634.177)	(37.218.338)	1.163.160	46.997.128
348.770	430.975	10.772.286	10.482.637	-	-	67.038.203	58.292.397
-	-	140.470.385	147.818.131	-	-	349.429.640	352.011.147
17.175.730	17.263.674	-	-	-	-	27.147.186	26.576.882
-	-	-	-	-	850.871	30.430.977	22.157.747
715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.009.817.287)	(1.040.240.891)	3.618.352.778	3.483.537.506
715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.009.817.287)	(1.040.240.891)	3.618.352.778	3.483.537.506
142.906.410	259.460.190	164.297.758	164.297.758	(905.021.922)	(1.081.547.390)	1.830.431.254	1.752.378.473
149.784.385	138.029.796	23.141.069	21.916.044	107.147.811	2.101.411	1.566.278.776	1.423.967.654
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
422.431.418	532.944.218	212.090.250	224.415.743	(211.943.176)	39.205.088	221.642.748	307.191.379
-	-	-	-	-	-	-	-
1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.046.869.597)	(1.094.838.159)	6.872.747.241	7.104.728.690

b) Distribución

Línea de Negocio País ACTIVOS	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	308.282.584	201.194.118	110.182.639	93.131.605	406.074.360	533.785.021
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	106.822.082	17.933.851	45.328.399	28.163.140	53.589.588	145.450.780
Otros activos financieros corrientes	-	-	2.271.690	-	-	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.422.618	3.508.628	1.199.090	4.765.940	22.986.384	12.292.485
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	185.002.586	169.492.117	52.358.414	55.933.943	315.121.464	358.989.786
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	6.640.662	1.726.640	379.832	208.445	209.526	465.212
Inventarios	2.136.612	1.370.198	2.261.326	3.492.452	1.307.070	1.489.962
Activos por impuestos corrientes	6.258.024	7.162.684	6.383.888	567.685	12.860.328	15.096.796
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.153.691.583	1.194.415.123	320.842.717	320.067.184	2.026.122.046	1.879.491.174
Otros activos financieros no corrientes	25.582	24.920	-	-	3.352.698	-
Otros activos no financieros no corrientes	550.802	491.799	693.473	786.539	69.291.066	59.012.257
Derechos por cobrar no corrientes	7.046.330	9.640.749	495.607	7.846.841	165.992.532	82.241.816
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	324.864	210.855
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	546.854.493	578.500.084	30.151	33.228	136.771.841	105.045.877
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.189.812	16.104.398	3.203.663	2.903.815	1.361.527.584	1.353.856.678
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	120.673.559	124.648.965
Propiedades, planta y equipo	561.616.684	544.647.596	298.970.983	294.838.019	20.391.138	14.398.121
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	17.167.402	42.765.099	17.448.840	13.658.742	147.796.764	140.076.605
TOTAL ACTIVOS	1.461.974.167	1.395.609.241	431.025.356	413.198.789	2.432.196.406	2.413.276.195

Línea de Negocio País PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
PASIVOS CORRIENTES	171.286.364	147.471.992	226.189.613	170.584.075	614.669.478	456.935.441
Otros pasivos financieros corrientes	2.668	115.477	11.553.138	10.583.980	200.661.330	134.048.604
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	86.947.700	64.754.414	159.903.785	115.839.550	283.143.792	202.959.678
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	63.921.986	59.694.812	2.212.567	2.451.028	91.625.748	104.779.978
Otras provisiones corrientes	6.792.229	7.260.776	28.780.910	21.138.602	6.153.804	6.106.634
Pasivos por impuestos corrientes	10.039.050	11.275.178	7.526.565	6.040.230	28.903.026	7.005.679
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	1.284.614	1.239.422	591.831	119.702	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	2.298.117	3.131.913	15.620.817	14.410.983	4.181.778	2.034.868
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	196.967.970	219.826.811	40.238.648	54.242.098	711.221.766	923.842.504
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	17.330.002	32.705.156	388.961.190	562.375.940
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	450	325.183	478.409	23.055.474	43.418.613
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	146.500.704	170.085.874	-	-	1.430.022	11.767.969
Otras provisiones no corrientes	7.367.197	6.815.239	11.451.261	7.703.251	137.660.556	174.996.080
Pasivo por impuestos diferidos	24.272.266	24.179.982	9.731.475	11.424.565	57.124.740	62.496.895
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.763.453	15.292.150	1.400.727	1.915.904	102.989.784	68.787.007
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.064.350	3.453.116	-	14.813	-	-
PATRIMONIO NETO	1.093.719.833	1.028.310.438	164.597.095	188.372.616	1.106.305.162	1.032.498.250
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.093.719.833	1.028.310.438	164.597.095	188.372.616	1.106.305.162	1.032.498.250
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.598	581.523.764	581.523.764
Ganancias (pérdidas) acumuladas	998.431.191	953.527.838	66.482.841	34.889.191	126.556.216	171.869.360
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(273.206.342)	(293.712.384)	(37.363.345)	18.005.827	398.225.182	279.105.126
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.461.974.167	1.395.609.241	431.025.356	413.198.789	2.432.196.406	2.413.276.195

Distribución

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
255.980.239	333.863.028	76.808.391	54.915.535	(698.797)	(490.075)	1.156.629.416	1.216.399.232
76.385.965	232.157.724	26.792.493	7.898.726	-	-	308.918.527	431.604.221
9.868	-	-	-	-	-	2.281.558	-
371.248	959.511	1.209.481	927.900	-	-	27.188.821	22.454.464
93.252.938	93.045.071	44.301.959	41.842.319	-	20.488	690.037.361	719.323.724
80.257.637	1.874.539	340.135	307.839	(698.797)	(510.563)	87.128.995	4.072.112
5.702.583	5.826.183	4.153.152	3.938.751	-	-	15.560.743	16.117.546
-	-	11.171	-	-	-	25.513.411	22.827.165
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
885.875.047	882.909.627	356.670.398	363.706.049	-	-	4.743.201.791	4.640.589.157
8.267	874	1.825.059	1.647.417	-	-	5.211.606	1.673.211
-	31.400	-	-	-	-	70.535.341	60.321.995
5.847.271	5.864.754	-	315.381	-	-	179.381.740	105.909.541
-	-	-	-	-	-	324.864	210.855
-	-	-	-	-	-	683.656.485	683.579.189
20.239.478	17.026.418	2.274.071	2.924.376	-	-	1.405.434.608	1.392.815.685
7.348.467	7.497.542	-	-	-	-	130.262.504	134.386.985
783.716.639	783.737.988	352.571.268	358.818.875	-	-	2.017.266.712	1.996.440.599
-	-	-	-	-	-	-	-
68.714.925	68.750.651	-	-	-	-	251.127.931	265.251.097
-	-	-	-	-	-	-	-
1.141.855.286	1.216.772.655	433.478.789	418.621.584	(698.797)	(490.075)	5.899.831.207	5.856.988.389

Distribución

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
269.331.660	235.651.234	78.464.053	61.137.029	(698.797)	(490.075)	1.359.242.371	1.071.289.696
50.242.207	84.153.139	22.404.747	17.669.038	-	-	284.864.090	246.570.238
155.442.693	90.054.931	29.240.966	17.175.620	-	-	714.678.936	490.784.193
34.172.478	34.562.690	11.517.749	11.448.425	(698.797)	(490.075)	202.751.731	212.446.858
1.476.148	3.463.182	8.275.793	8.672.619	-	-	51.478.884	46.641.813
24.090.490	20.455.585	4.950.637	4.329.031	-	-	75.509.768	49.105.703
813.663	-	-	-	-	-	2.690.108	1.359.124
3.093.981	2.961.707	2.074.161	1.842.296	-	-	27.268.854	24.381.767
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
392.279.990	393.163.308	205.177.295	213.746.029	-	-	1.545.885.669	1.804.820.750
277.085.017	276.335.677	147.659.078	149.770.579	-	-	831.035.287	1.021.187.352
-	721.362	-	-	-	-	23.380.657	44.618.834
-	-	-	-	-	-	147.930.726	181.853.843
1.849.383	2.295.015	155.729	184.352	-	-	158.484.126	191.993.937
52.263.418	51.497.425	57.086.045	63.570.261	-	-	200.477.944	213.169.128
61.082.172	62.313.829	-	-	-	-	181.236.136	148.308.890
-	-	276.443	220.837	-	-	3.340.793	3.688.766
-	-	-	-	-	-	-	-
480.243.636	587.958.113	149.837.441	143.738.526	-	-	2.994.703.167	2.980.877.943
480.243.636	587.958.113	149.837.441	143.738.526	-	-	2.994.703.167	2.980.877.943
3.934.010	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.122.271.982	1.122.271.981
123.200.147	126.241.783	25.300.513	24.352.356	-	-	1.339.970.908	1.310.880.528
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
353.109.479	457.782.320	91.695.303	86.544.545	-	-	532.460.277	547.725.434
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
1.141.855.286	1.216.772.655	433.478.789	418.621.584	(698.797)	(490.075)	5.899.831.207	5.856.988.389

Nota 34. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos.

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2010	2009	2011	Activos 2012	Activos 2013	Activos	
Bancos Acreedores	Pangue S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	-	M\$	-	370.984	-	-	-	-	-
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M\$	664.311	M\$	963.655	2.923.298	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	41.642.467	M\$	66.236.055	72.279.911	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	12.875.127	M\$	4.011.514	4.346.571	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor	Boletas		M\$		M\$	228.156	2.728.493	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	96.211.278	M\$	13.008.383	39.780.681	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	94.071.116	93.151.966	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	29.461.230	M\$	62.720.234	108.091.723	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	14.033.299	M\$	84.993.209	135.611.919	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	11.281.150	M\$	102.571.290	124.589.138	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	154.926.900	M\$	17.867.290	48.053.928	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Sinapsis Brasil	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles	M\$	-	M\$	-	337.403	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Cam Argentina	Acreedor	Prenda	Bonos del gobierno	M\$	55.222	M\$	49.673	101.367	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2010, Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por importe de M\$ 26.115.482.639 (M\$ 27.957.381.822 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 37.345.298.398 al 31 de diciembre de 2008).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías			
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2010	2009	2011	Activos 2012	Activos 2013	2014
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	140.797.232	M\$	140.797.232	174.741.558	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	34.817.262	M\$	34.817.262	26.349.554	-	-	-	-	-

34.3 Otras informaciones.

El Ministerio de Economía del Gobierno de Chile decretó que los consumos regulados de las distribuidoras, sin contratos de suministro de energía, debían ser servidos por el conjunto de las empresas de generación, a prorrata de su energía firmes (situación que se produjo entre el 19 de mayo de 2005 y el 31 de diciembre de 2009).

Las reglamentaciones posteriores establecieron que las empresas generadoras recibirán por este concepto, el precio nudo vigente, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan con el costo marginal. También determinó que estas diferencias no podrán ser ni superior ni inferior al 20% del precio de nudo y que, en caso que no fuera suficiente, los remanentes se incorporarán en las sucesivas fijaciones de precios de nudo, hasta que se extingan en su totalidad.

El saldo remanente estimado por recuperar del Grupo Endesa Chile al 31 de diciembre de 2010 asciende a MM\$66.000. La recuperación y registro contable de este saldo remanente se efectuará a través de recargos adicionales a la tarifa, que serán aplicados y recaudados por las empresas distribuidoras, sobre los consumos futuros de energía de los clientes regulados del sistema.

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 2010 y 2009, era la siguiente:

País	31/12/10				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total (*)	
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 11).

País	31/12/09				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	120	2.485	620	3.225	3.317
Argentina	33	2.233	846	3.112	3.129
Brasil	50	2.261	719	3.030	3.135
Perú	22	972	193	1.187	1.208
Colombia	29	1.746	141	1.916	1.970
Total	254	9.697	2.519	12.470	12.759

Nota 36. Hechos Posteriores.

A raíz de las interrupciones en el servicio eléctrico registradas durante los días 22 al 29 de diciembre de 2010 en el sur de Buenos Aires, nuestra filial Edesur se notificó de la Disposición N° 01/2011 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina (E.N.R.E.), que ordena la realización de un auditoría integral técnica, legal, económica y financiera, por el término de treinta días, a efectos de verificar el grado de cumplimiento de las obligaciones esenciales por parte de la Sociedad y de otros compromisos adquiridos. La auditoría integral en cuestión comenzó el 5 de enero de 2011.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el proceso de auditoría se desarrolla de acuerdo los términos y fundamentos definidos por el E.N.R.E.. Edesur continúa desarrollando sus actividades en el marco de la normalidad y prestando el servicio público de distribución eléctrica en forma regular y continua, cumpliendo sus obligaciones legales.

La administración estima que el resultado de la auditoría no tendrá un efecto significativo en los estados financieros de Enersis.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Nota 37. Medio Ambiente.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 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	2.159.245
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	72.984	65.481	-
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	294.327	116.820	-
Pehuenche	Gastos medio ambiente		57.394	39.056
Endesa Costanera S.A.	Certificación de sistema de gestión, Control de cantidad y calidad combustibles, Disposición de residuos peligrosos, Estudio de impacto ambiental, Folletería ambiental, Inspección ensayos de mangueras, Mantenimiento ISO14001/9001, Monitoreo de efluentes líquidos.	-	-	373.796
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	444.983	667.059	633.621
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	69.820	53.926	-
Coelce	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, Auditoría ISO 14001, educiones ambientales.	4.344	212.166	229.805
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	17.377	8.688	25.646
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	10.287	151.563	88.095
CIEN	Compensación ambiental, mejoría de instalación y control ambiental, implantación del proyecto de paisajismo.		11.491	38.144
CDSA	Repoblación de depósitos		50.449	37.707
CGTF	Adquisición de equipamiento para monitorización ambiental.		25.505	23.858
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.	13.412	10.837	9.715
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	14.714	11.579	8.039
Total		942.248	3.859.011	3.666.727

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 2010 y 2009, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

		12/31/10									
		Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) 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)	(3.829.509)	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 Panque 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	
Edegel 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 Inversiones E Servicios 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 Enefia 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)	

		12/31/09									
		Estados financieros MS	Activos Corriente MS	Activos No Corrientes MS	Total Activos MS	Pasivos Corrientes MS	Pasivos No Corrientes MS	Total Pasivos MS	Ingresos Ordinarios MS	Costos Ordinarios MS	Ganancia (Pérdida) MS
Chilectra S.A.	consolidado	201.194.118	1.194.415.123	1.395.609.241	(147.471.992)	(219.826.811)	(367.298.803)	1.061.070.988	(855.306.336)	205.764.652	
Synapsis Soluc. y Serv. It Ltda.	consolidado	28.912.134	16.922.968	45.835.102	(17.358.762)	(3.154.269)	(20.513.031)	74.219.655	(68.902.742)	5.316.913	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	29.801.117	35.598.877	65.399.994	(3.722.228)	(1.924.456)	(5.646.684)	9.871.348	(2.731.187)	7.140.161	
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	consolidado	80.290.795	26.207.497	106.498.292	(45.563.544)	(8.592.112)	(54.155.656)	136.535.810	(137.832.037)	(1.296.227)	
Distrilima S.A.	consolidado	54.918.692	363.706.049	418.624.741	(61.140.186)	(213.746.029)	(274.886.215)	285.214.506	(252.118.702)	33.095.804	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	54.913.605	363.706.049	418.619.654	(61.137.905)	(213.746.029)	(274.883.934)	285.214.506	(252.452.604)	32.761.902	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	consolidado	942.361.242	5.226.991.370	6.169.352.612	(981.101.681)	(2.233.249.079)	(3.214.350.760)	2.408.239.446	(1.636.139.092)	772.100.354	
Endesa Eco S.A.	separado	20.342.545	141.348.885	161.691.430	(151.709.864)	(19.897.730)	(171.607.594)	5.363.817	(13.478.980)	(8.115.163)	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	66.918.651	250.679.247	317.597.898	(93.120.578)	(41.741.967)	(134.862.545)	199.025.325	(44.152.639)	154.872.686	
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	53.986.693	85.953.344	139.940.037	(34.584.533)	(16.770.373)	(51.354.906)	119.444.441	(107.229.856)	12.214.585	
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	64.692.377	139.047.187	203.739.564	(77.357.564)	(14.588.592)	(91.946.156)	102.435.170	(27.600.506)	74.834.664	
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.895.799	79.166.484	98.062.283	(4.768.430)	(6.362.133)	(11.130.563)	59.026.738	(52.369.255)	6.657.483	
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.224.334)	-	(3.224.334)	-	(166.553)	(166.553)	
Gasatagama Holding	separado	114.435.229	316.349.769	430.784.998	(187.876.998)	(42.467.597)	(230.344.595)	343.304.368	(319.083.247)	24.221.121	
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	separado	17.507.583	18.587.880	36.095.463	(2.090.726)	(15.675.501)	(17.766.227)	6.092.068	(1.160.459)	4.931.609	
Endesa Argentina S.A.	consolidado	118.381.851	236.958.705	355.340.556	(143.599.544)	(122.228.745)	(265.828.289)	293.388.675	(284.129.957)	9.258.718	
Endesa Costanera S.A.	separado	46.132.764	139.465.744	185.598.508	(108.896.949)	(73.587.167)	(182.484.116)	228.090.396	(238.967.631)	(10.877.235)	
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	59.552.103	91.442.295	150.994.398	(35.636.058)	(48.641.578)	(84.277.636)	65.298.279	(46.084.169)	19.214.110	
Emgasa S.A. E.S.P.	separado	256.813.794	1.228.326.578	1.485.140.372	(130.634.275)	(424.071.893)	(554.706.168)	500.829.922	(362.272.335)	138.557.587	
Generandes Perú S.A.	consolidado	54.343.007	785.935.394	840.278.401	(71.313.577)	(358.335.279)	(429.648.856)	212.448.615	(171.641.977)	40.806.638	
Edegel S.A.A.	separado	50.563.350	699.489.852	750.053.202	(55.480.341)	(309.812.958)	(365.293.299)	197.723.819	(162.768.423)	34.955.396	
Chinango S.A.	separado	3.874.902	103.736.922	107.611.824	(16.093.363)	(61.224.726)	(77.318.089)	15.511.080	(14.352.555)	1.158.525	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	8.111.503	86.908.393	95.019.896	(37.110.402)	-	(37.110.402)	-	(5.994.071)	(5.994.071)	
Endesa Brasil S.A.	consolidado	893.078.804	2.406.346.709	3.299.425.513	(577.155.133)	(1.141.081.701)	(1.718.236.834)	1.711.404.371	(1.364.089.971)	347.314.400	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.928.488	182.920.900	270.849.388	(25.278.405)	(49.516.510)	(74.794.915)	134.940.094	(63.564.728)	71.375.366	
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	91.279.739	142.472.021	233.751.760	(11.003.768)	(9.298.289)	(20.302.057)	88.299.914	(37.997.130)	50.302.784	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	127.070.301	351.003.039	478.073.340	(144.249.724)	(212.036.044)	(356.285.768)	91.427.196	(88.648.012)	2.779.184	
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	191.087.737	792.573.748	983.661.485	(168.439.779)	(307.791.206)	(476.230.985)	640.026.534	(522.045.742)	117.980.792	
Ampla Energia e Serviços S.A.	separado	341.853.282	981.871.549	1.323.724.831	(222.039.416)	(616.051.298)	(838.090.714)	884.182.453	(785.368.668)	98.813.785	
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	separado	844.002	105.045.877	105.889.879	(66.456.246)	-	(66.456.246)	18.119.070	(8.357.451)	9.761.619	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	consolidado	333.863.028	882.909.627	1.216.772.655	(235.651.234)	(393.163.308)	(628.814.542)	684.122.654	(556.287.367)	127.835.287	
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	separado	29.937.971	76.304.505	106.242.476	(25.954.531)	(31.814.970)	(57.769.501)	80.777.391	(76.030.326)	4.747.065	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	93.131.605	320.067.184	413.198.789	(170.584.075)	(54.242.098)	(224.826.173)	315.723.562	(298.830.258)	16.893.304	

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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	Pais	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%	99,99%	99,99%	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 Aysén 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
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%	100,00%	100,00%	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	99,99%	0,00%	99,99%	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%	100,00%	100,00%	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%	100,00%	100,00%	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	Consortio 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	Consortio 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 Maipo
77.573.910-K	Consortio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
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	Distrilec 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%	24,00%	51,68%	75,68%	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 Servicios S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	0,00%	0,00%	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%	0,00%	0,00%	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
77.032.280-4	Gasoducto Taltal 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%	0,00%	0,00%	0,00%	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 Distrilima 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	Investuz 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%	49,00%	49,00%	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%	4,90%	4,90%	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.I.	Peso Argentino	5,00%	95,00%	100,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,20%	99,80%	100,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Perú S.R.I.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	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	99,99%	0,01%	100,00%	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".

Sociedad	% Participación a 31 de diciembre de 2010				% Participación a 31 de diciembre de 2009				% Participación a 31 de diciembre de 2008
	Directo	Indirecto	Total	Método	Directo	Indirecto	Total	Método	Total
				Consolidación				Consolidación	
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	-	-	-		-	49,00%	49,00%	Integración proporcional	0%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	-	-		-	99,85%	99,85%	Consolidación	0%
ICT Servicios informaticos Ltda.	99,00%	1,00%	100,00%	Consolidación	-	0,00%	0,00%	Consolidación	0%

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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	99,97%	99,97%	0,00%	99,97%	99,97%	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%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	26,20%	26,20%	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	Tasa Moneda Nominal	Corriente					No Corriente					Corriente					No Corriente				
		Vencimiento			Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009				
		indeter- minado	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	M\$	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	M\$	indeter- minado	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	M\$	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	M\$				
Chile	US\$ 2,41%	-	816.706	18.915.156	19.731.862	3.202.593	83.824.641	-	87.027.234	-	1.860.644	132.415.089	134.275.733	110.879.501	109.023.058	1.257.552	221.160.111				
Chile	CH\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770.828	126.775	897.603	236.372	-	-	236.372				
Perú	US\$ 3,40%	-	1.458.040	17.809.137	19.267.177	14.419.663	14.145.757	21.661.326	50.226.746	-	6.879.846	12.043.084	18.922.930	24.300.608	1.839.338	-	26.139.946				
Perú	Soles 4,14%	-	1.839.538	1.031.134	2.870.672	32.616.930	-	-	32.616.930	-	959.816	11.120.797	12.080.613	45.433.352	-	-	45.433.352				
Argentina	US\$ 8,00%	-	5.085.358	18.145.263	23.230.621	4.013.855	-	-	4.013.855	-	6.253.151	12.774.805	19.027.956	23.974.767	-	-	23.974.767				
Argentina	\$ Arg 13,12%	-	14.760.009	24.845.072	39.605.081	29.992.159	2.424.007	-	32.416.166	-	8.684.708	13.360.954	22.045.662	37.917.438	-	-	37.917.438				
Colombia	\$ Col 7,21%	-	744.241	5.091.793	5.836.034	-	75.664.686	-	75.664.686	-	2.474.692	7.561.559	10.036.251	88.421.279	-	-	88.421.279				
Brasil	US\$ 6,17%	-	765.141	11.617.821	12.382.962	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868	-	1.018.392	12.357.474	13.375.866	26.976.832	14.097.354	25.725.061	66.799.247				
Brasil	Real 10,25%	-	34.521.334	175.760.765	210.282.099	235.737.812	41.010.710	9.066.992	285.815.514	-	21.450.497	133.322.807	154.773.304	343.375.204	95.700.545	16.831.450	455.907.199				
			59.990.367	273.216.141	333.206.508	339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999		50.352.574	335.083.344	385.435.918	701.515.353	220.660.295	43.814.063	965.989.711				

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	12/2010		
							Corriente		Total Corriente
							Menos de 90 días	más de 90 días	
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	10,72%	10,07%	101.554	2.149.535	2.251.089
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	10,67%	10,00%	80.587	1.698.892	1.779.479
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	10,41%	9,75%	1.826.981	4.094.262	5.921.243
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	8,87%	8,87%	6.269.083	14.432.333	20.701.416
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,75%	9,76%	763.245	2.538.618	3.301.863
Extranjera	Ampla	Brasil	BANCO HSBC	Real	9,73%	9,73%	1.116.014	24.085.514	25.201.528
Extranjera	Ampla	Brasil	Electrobras	Real	7,23%	7,23%	183.646	738.057	921.703
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	11,02%	11,02%	9.075.941	20.796.621	29.872.562
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	8,61%	7,89%	386.442	3.258.351	3.644.793
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	3,11%	2,98%	145.163	3.664.317	3.809.480
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	12,87%	11,96%	106.304	353.577	459.881
Extranjera	CIEN (Companhia Interconexao Energética S.A.)	Brasil	Banco Santander Central Hispano	Real	11,15%	11,15%	3.166.878	64.735.216	67.902.094
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inversiones	US\$	6,58%	6,58%	18.857	197.806	216.663
Extranjera	Coelce	Brasil	Eletrobras	Real	6,58%	6,58%	1.521.161	5.224.999	6.746.160
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,75%	10,75%	1.412.753	4.535.398	5.948.151
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	9,95%	9,95%	9.003.491	30.731.320	39.734.811
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Nordeste	Real	8,50%	8,50%	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inversiones	US\$	5,49%	5,49%	108.375	4.143.770	4.252.145
Extranjera	Coelce	Brasil	Dívida Previdenciária	Real	30,01%	-30,01%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	653.107	1.953.825	2.606.932
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	438.997	1.302.348	1.741.345
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	7,19%	7,19%	245.345	816.040	1.061.385
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,70%	5,70%	23.655	3.427.268	3.450.923
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,59%	4,28%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	3,80%	3,80%	12.762	42.449	55.211
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,30%	4,30%	77.109	167.805	244.914
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,95%	5,95%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Westlb	US\$	5,50%	5,50%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	6,60%	6,60%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	9,59%	9,59%	96.936	10.309.656	10.406.592
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Soles	6,55%	6,55%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	11,99%	2,60%	25.172	83.723	108.895

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	11,99%	4,00%	25.172	83.723	108.895
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	21.816	72.561	94.377
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	10.069	33.489	43.558
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,00%	4,00%	41.953	139.539	181.492
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	11,99%	2,60%	25.172	83.723	108.895
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,63%	2,63%	1.502.865	-	1.502.865
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,64%	2,64%	23.313	77.542	100.855
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,64%	2,64%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	4,41%	4,40%	74.135	246.580	320.715
Extranjera	Edelnor	Perú	Scotiabank	Soles	4,35%	4,35%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Scotiabank	Soles	4,35%	4,35%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	5,72%	5,72%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	22,90%	20,00%	271.817	3.031.502	3.303.319
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	15,40%	14,85%	54.835	182.384	237.219
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	17,61%	-17,61%	156.756	521.383	678.139
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	16,28%	15,98%	120.727	1.374.409	1.495.136
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	17,97%	15,17%	106.623	354.637	461.260
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	17,08%	17,08%	39.530	131.479	171.009
Extranjera	Emgesa	Colombia	Davivienda	\$ Col	6,99%	6,99%	-	603.337	603.337
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	-	432.186	432.186
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	328.989	1.094.247	1.423.236
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	-	1.580.860	1.580.860
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	6,99%	6,99%	415.252	1.381.163	1.796.415
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	6,00%	6,00%	600.038	-	600.038
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	5,44%	5,44%	634.568	351.529	986.097
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	13,88%	12,26%	648.599	2.010.220	2.658.819
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	6,30%	5,00%	238.978	188.868	427.846
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	15,82%	15,82%	184.556	2.497.668	2.682.224
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Mediocredito Italiano	\$ Arg	14,00%	1,75%	4.198	954.555	958.753
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,00%	15,00%	881.772	-	881.772
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	18,12%	18,12%	1.853.593	895.623	2.749.216
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	13,00%	13,00%	3.807.821	146.831	3.954.652
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	15,00%	15,00%	1.808.418	-	1.808.418
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	10,28%	5,32%	6.489	426.386	432.875
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	6,70%	6,70%	35.128	1.011.545	1.046.673
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	14,75%	14,75%	357.550	-	357.550
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	15,40%	15,40%	1.159.080	-	1.159.080
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	13,00%	13,00%	1.788.875	-	1.788.875
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	5,96%	5,96%	60.946	944.030	1.004.976
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corpotation Loan	US\$	2,50%	2,50%	345.404	700.155	1.045.559
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	1,65%	1,65%	408.841	17.060.873	17.469.714

12/2010				12/2009							
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	
2.014.313	-	-	2.014.313	116.911	1.126.775	1.243.686	3.552.065	-	-	3.552.065	
1.585.020	-	-	1.585.020	115.594	1.112.222	1.227.816	3.504.099	-	-	3.504.099	
13.333.407	-	-	13.333.407	1.955.113	3.030.536	4.985.649	20.236.886	-	-	20.236.886	
13.641.743	-	-	13.641.743	985.138	3.779.758	4.764.896	31.973.976	7.201.106	2.901.540	42.076.622	
33.485.566	-	-	33.485.566	854.691	2.611.555	3.466.246	6.932.491	31.716.155	-	38.648.646	
22.599.517	-	-	22.599.517	1.269.388	3.878.686	5.148.074	49.342.293	-	-	49.342.293	
1.731.933	3.074.414	589.902	5.396.249	-	-	-	-	-	-	-	
9.181.709	488.855	-	9.670.564	-	6.792.445	6.792.445	2.606.603	-	-	2.606.603	
6.938.582	5.647.394	7.977.977	20.563.953	456.263	3.206.151	3.662.414	7.785.583	6.004.096	12.618.618	26.408.297	
7.911.466	8.527.661	-	16.439.127	262.389	3.993.950	4.256.339	9.004.830	7.072.136	6.350.778	22.427.744	
848.122	4.123.071	1.072.731	6.043.924	107.553	328.635	436.188	872.377	762.434	4.583.845	6.218.656	
60.518.449	-	-	60.518.449	5.553.443	72.696.422	78.249.865	133.977.433	-	-	133.977.433	
293.057	301.972	1.630.369	2.225.398	29.795	235.418	265.213	461.208	258.688	2.171.820	2.891.716	
9.147.592	12.618.603	3.906.314	25.672.509	3.186.809	10.352.999	13.539.808	23.622.141	13.075.933	10.317.174	47.015.248	
9.770.813	628.983	-	10.399.796	245.398	1.347.354	1.592.752	3.204.603	1.611.851	-	4.816.454	
58.727.750	24.199.855	4.570.776	87.498.381	3.334.992	15.386.699	18.721.691	37.053.682	27.764.499	3.612.736	68.430.917	
-	-	-	-	3.833.020	11.207.356	15.040.376	27.368.932	14.331.001	-	41.699.933	
3.999.466	-	-	3.999.466	162.392	4.593.320	4.755.712	8.852.834	-	-	8.852.834	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4.307.956	-	4.307.955	8.615.911	5.071.000	-	5.071.000	-	-	-	-	
1.603.280	-	-	1.603.280	175.139	4.118.468	4.293.607	10.492.763	1.839.338	-	12.332.101	
1.957.430	14.145.757	17.353.371	33.456.558	513.959	1.519.062	2.033.021	8.387.679	-	-	8.387.679	
1.697.864	-	-	1.697.864	80.855	3.854.157	3.935.012	5.420.166	-	-	5.420.166	
-	-	-	-	37.221	113.730	150.951	2.819.269	-	-	2.819.269	
1.379.498	-	-	1.379.498	58.946	180.114	239.060	5.640.104	-	-	5.640.104	
5.030.048	-	-	5.030.048	55.708	170.218	225.926	5.386.989	-	-	5.386.989	
-	-	-	-	1.014.200	-	1.014.200	-	-	-	-	
-	-	-	-	8.970	1.014.200	1.023.170	-	-	-	-	
-	-	-	-	141.879	433.518	575.397	6.066.548	-	-	6.066.548	
4.853.133	-	-	4.853.133	15.723	1.537.197	1.552.920	-	-	-	-	
-	-	-	-	13.235	40.439	53.674	1.506.041	-	-	1.506.041	
2.658.128	-	-	2.658.128	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	2.735.397	
2.658.128	-	-	2.658.128	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	2.735.397	
2.310.826	-	-	2.310.826	38.384	117.285	155.669	2.370.700	-	-	2.370.700	
1.063.251	-	-	1.063.251	17.711	54.118	71.829	1.094.159	-	-	1.094.159	
4.430.213	-	-	4.430.213	73.798	225.493	299.291	4.558.995	-	-	4.558.995	
2.658.128	-	-	2.658.128	44.279	135.296	179.575	2.735.397	-	-	2.735.397	
-	-	-	-	223.057	5.792.572	6.015.629	-	-	-	-	
3.591.829	-	-	3.591.829	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6.836.881	-	-	6.836.881	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	22.251	1.608.821	1.631.072	-	-	-	-	
-	-	-	-	24.982	1.612.523	1.637.505	-	-	-	-	
-	-	-	-	119.807	366.078	485.885	7.784.356	-	-	7.784.356	
2.534.402	-	-	2.534.402	336.907	2.318.241	2.655.148	6.381.557	-	-	6.381.557	
1.466.744	-	-	1.466.744	60.820	185.840	246.660	1.908.848	-	-	1.908.848	
3.845.625	727.040	-	4.572.665	192.756	588.978	781.734	4.490.131	-	-	4.490.131	
2.008.017	-	-	2.008.017	157.987	482.738	640.725	3.816.535	-	-	3.816.535	
2.530.914	-	-	2.530.914	119.289	364.494	483.783	3.352.871	-	-	3.352.871	
957.228	-	-	957.228	39.533	120.796	160.329	1.240.752	-	-	1.240.752	
-	7.812.518	-	7.812.518	255.968	782.125	1.038.093	9.120.095	-	-	9.120.095	
-	5.729.883	-	5.729.883	183.357	560.258	743.615	6.781.522	-	-	6.781.522	
-	18.429.277	-	18.429.277	603.814	1.844.989	2.448.803	21.513.776	-	-	21.513.776	
-	20.431.485	-	20.431.485	669.415	2.045.433	2.714.848	23.851.093	-	-	23.851.093	
-	23.261.523	-	23.261.523	762.138	2.328.754	3.090.892	27.154.793	-	-	27.154.793	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.055.803	-	-	2.055.803	88.632	2.428.842	2.517.474	2.202.337	-	-	2.202.337	
-	-	-	-	2.771.743	-	2.771.743	-	-	-	-	
1.994.435	-	-	1.994.435	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	12.760	1.968.909	1.981.669	977.862	-	-	977.862	
-	-	-	-	4.453.137	-	4.453.137	-	-	-	-	
-	-	-	-	1.674.866	1.015.968	2.690.834	-	-	-	-	
-	-	-	-	858.964	789.556	1.648.520	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	6.417	404.266	410.683	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.823.007	1.648.517	-	3.471.524	-	-	-	-	-	-	-	
1.379.586	337.839	-	1.717.425	-	-	-	-	-	-	-	
-	81.838.285	-	81.838.285	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380	

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12/2010		
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Citibank NA, Nassau, Bahamas Branch	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Ing Bank N.V.	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	San Paolo IMI S.p.A	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	HSBC Bank pic Spanish Branch	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	ABN AMRO Bank	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Instituto de Credito Oficial	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Deutsche Bank AG New York Branch	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of Nova Scotia	US\$	1,65%	1,60%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	2,28%	2,28%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US\$	1,77%	1,77%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	3,80%	3,80%	1.479.285	7.585.610	9.064.895
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	3,80%	3,80%	1.477.401	7.582.650	9.060.051
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	ITAU - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	136.513	1.869.470	2.005.983
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	STANDARD - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	106.749	1.460.783	1.567.532
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	SANTANDER - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	760.895	1.245.088	2.005.983
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	HIPOTECARIO - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	88.490	1.223.925	1.312.415
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	GALICIA - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	41.985	582.414	624.399
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	14,30%	14,30%	25.459	714.554	740.013
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	14,50%	14,50%	21.510	595.558	617.068
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Macro	\$ Arg	17,75%	17,75%	105.325	2.599.171	2.704.496
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	21,50%	21,50%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander Rio - Sindicado	\$ Arg	17,44%	17,44%	463.089	3.083.714	3.546.803
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	17,44%	17,44%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	17,14%	17,14%	378.715	368.379	747.094
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	17,52%	17,52%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA Banco Francés	\$ Arg	14,00%	14,00%	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	PNC BANK	US\$	3,09%	3,09%	1.515	210.098	211.613
99.584.600-4	Sistemas Sec S.A.	Chile	BBVA	US\$	4,68%	4,68%	-	-	-
Extranjera	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	BNB	Ch\$	9,57%	9,57%	-	-	-
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Colombia	Banco de Bogotá	Ch\$	11,50%	11,50%	-	-	-
Totales							59.990.367	273.216.141	333.206.508

d. Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	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\$
Chile	US\$	8,15%	20.226.869	44.237.144	64.464.013	299.076.238	429.205.042	515.592.354	1.243.873.634
Chile	CH\$	7,82%	8.474.004	33.742.901	42.216.905	77.732.304	187.444.894	542.172.671	807.349.869
Perú	US\$	6,43%	870.099	6.351.625	7.221.724	18.968.745	8.678.373	38.097.741	65.744.859
Perú	Soles	6,77%	19.784.574	22.667.166	42.451.740	64.109.539	68.651.225	59.006.695	191.767.459
Argentina	\$ Arg	17,36%	510.018	9.010.562	9.520.580	4.165.269	-	-	4.165.269
Colombia	\$ Col	8,31%	47.619.509	131.473.631	179.093.140	152.631.795	183.051.591	442.910.408	778.593.794
Brasil	Real	12,12%	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

12/2010				12/2009							
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	
-	-	-	-	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380	
-	-	-	-	76.659	84.077	160.736	310.503	295.877	-	606.380	
-	-	-	-	76.659	84.078	160.737	310.503	295.877	-	606.380	
-	-	-	-	76.659	84.078	160.737	310.503	295.876	-	606.379	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
-	-	-	-	350.939	1.052.816	1.403.755	102.121.878	-	-	102.121.878	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.767	209.592	795.024	
-	-	-	-	12.790	173.010	185.800	345.665	239.768	209.592	795.025	
-	-	-	-	580.915	1.775.019	2.355.934	4.711.868	104.750.582	-	109.462.450	
-	-	-	-	439.829	127.820.814	128.260.643	-	-	-	-	
979.026	-	-	979.026	1.691.369	4.966.337	6.657.706	10.883.496	-	-	10.883.496	
979.026	-	-	979.026	1.694.990	4.975.360	6.670.350	10.888.934	-	-	10.888.934	
1.687.700	-	-	1.687.700	199.352	1.449.462	1.648.814	4.169.361	-	-	4.169.361	
1.318.645	-	-	1.318.645	155.744	1.132.392	1.288.136	3.257.313	-	-	3.257.313	
1.687.700	-	-	1.687.700	130.825	951.209	1.082.034	2.736.143	-	-	2.736.143	
1.106.099	-	-	1.106.099	62.298	452.957	515.255	1.302.925	-	-	1.302.925	
526.511	-	-	526.511	229.470	1.539.414	1.768.884	4.283.140	-	-	4.283.140	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8.328.139	1.696.967	-	10.025.106	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	5.750	237.177	242.927	231.267	-	-	231.267	
-	-	-	-	23.176	70.816	93.992	187.983	1.354.489	-	1.542.472	
-	-	-	-	54.395	126.775	181.170	236.372	-	-	236.372	
-	-	-	-	716.433	-	716.433	-	-	-	-	
339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999	50.352.574	335.083.344	385.435.918	701.515.353	220.660.295	43.814.063	965.989.711	

No Corriente

Total Corriente al 31/12/2009			Total No Corriente al 31/12/2009			
Vencimiento		M\$	Vencimiento		M\$	M\$
Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
15.628.041	47.752.347	63.380.388	126.760.775	460.199.594	530.676.061	1.117.636.430
3.106.823	15.050.387	18.157.210	35.877.886	29.967.675	487.997.370	553.842.931
724.841	2.214.792	2.939.633	19.585.709	3.563.753	34.273.976	57.423.438
3.273.694	25.385.026	28.658.720	70.360.662	91.399.182	48.895.891	210.655.735
657.735	10.459.172	11.116.907	14.674.385	-	-	14.674.385
72.170.887	113.532.030	185.702.917	213.568.835	206.774.272	439.859.884	860.202.991
48.826.017	22.466.550	71.292.567	223.769.344	54.505.883	26.865.685	305.140.912
144.388.038	236.860.304	381.248.342	704.597.596	846.410.359	1.568.568.867	3.119.576.822

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	12/2010			
								Corriente		No Corriente	
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	5.058.194	66.186.606	71.244.800	115.328.463
Extranjera	Codensa	Colombia	B3	Colombia	\$ Col	13,12%	13,12%	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B5	Colombia	\$ Col	8,32%	8,32%	34.864.627	14.808.827	49.673.454	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	8,51%	8,51%	1.305.256	4.341.394	5.646.650	10.413.670
Extranjera	Codensa	Colombia	B302	Colombia	\$ Col	11,85%	11,85%	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	7,77%	7,77%	700.056	2.328.447	3.028.503	5.585.228
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,21%	6,21%	128.474	427.314	555.788	8.288.014
Extranjera	Codensa	Colombia	B203	Colombia	\$ Col	10,85%	10,85%	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	6,37%	6,37%	333.765	1.110.132	1.443.897	23.349.393
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	8,17%	8,17%	378.323	1.258.334	1.636.657	21.257.241
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	7,50%	7,50%	1.124.031	3.738.624	4.862.655	8.967.810
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	7,75%	7,75%	380.204	1.264.592	1.644.796	3.033.368
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	5,13%	5,13%	251.482	836.452	1.087.934	20.546.246
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	6,03%	6,03%	536.552	1.784.618	2.321.170	4.280.751
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	10,47%	10,47%	846.422	26.202.959	27.049.381	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Santander	Brasil	Real	13,57%	13,57%	1.599.259	5.319.276	6.918.535	39.679.680
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,31%	4.162.360	-	4.162.360	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,49%	6,28%	66.273	220.431	286.704	528.747
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,17%	6,17%	65.396	217.512	282.908	521.745
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,11%	6,11%	56.693	188.567	245.260	452.314
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	5,92%	5,92%	68.242	226.979	295.221	4.482.746
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,17%	6,17%	67.586	224.796	292.382	4.524.506
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,33%	6,33%	69.554	231.344	300.898	4.557.650
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,16%	5,97%	269.406	4.353.667	4.623.073	626.739
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	6,06%	75.208	250.147	325.355	428.296
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,44%	103.734	345.028	448.762	600.026
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	9,14%	7,78%	75.334	250.569	325.903	601.038
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,90%	7,13%	53.683	178.554	232.237	532.248
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,24%	6,63%	78.556	261.284	339.840	567.661
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,00%	71.151	236.654	307.805	608.863
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,10%	6,10%	76.315	253.831	330.146	827.616
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,23%	6,23%	78.364	260.646	339.010	625.209
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,77%	6,47%	67.914	225.888	293.802	4.639.193

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	12/2010			
								Corriente		No Corriente	
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,52%	6,09%	64.633	214.975	279.608	164.402
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,46%	6,16%	77.560	5.057.591	5.135.151	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,64%	6,16%	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	5,91%	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	6,06%	66.712	221.891	288.603	14.176.258
Extranjera	Edelnor	Perú	Caja de Pensiones Militar Policial	Perú	Soles	5,44%	5,44%	53.845	179.094	232.939	429.592
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,48%	1,27%	64.056	213.056	277.112	511.056
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,48%	6,48%	127.846	425.227	553.073	1.019.989
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	0,48%	0,48%	815.693	-	815.693	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,75%	8,75%	110.243	366.678	476.921	879.547
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosorsoe	Perú	Soles	7,31%	7,31%	3.352.913	-	3.352.913	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,84%	7,31%	13.176	43.824	57.000	719.004
Extranjera	Edelnor	Perú	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,56%	7,56%	47.638	158.449	206.087	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,16%	7,56%	61.654	205.067	266.721	491.892
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	7,22%	7,22%	45.473	151.246	196.719	362.794
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,06%	7,06%	3.371.548	-	3.371.548	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,06%	91.381	303.942	395.323	729.064
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,66%	6,66%	41.929	139.461	181.390	-
Extranjera	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,69%	5,69%	47.769	158.885	206.654	3.379.468
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,91%	5,69%	49.607	164.996	214.603	395.775
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,97%	5,91%	100.263	333.484	433.747	6.863.872
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,94%	5,97%	116.536	387.610	504.146	929.757
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,95%	6,94%	82.678	274.994	357.672	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,84%	6,56%	86.221	286.779	373.000	5.342.274
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	5,94%	5,94%	3.382.087	-	3.382.087	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,28%	5,94%	52.756	175.472	228.228	3.577.649
Extranjera	Edelnor	Perú	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,81%	6,28%	71.523	237.891	309.414	570.628
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	6,81%	74.804	248.804	323.608	596.804
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,50%	7,13%	62.993	3.415.752	3.478.745	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,72%	7,50%	97.245	323.445	420.690	5.579.682
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	8,31%	7,72%	45.381	150.941	196.322	2.331.681
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,25%	8,25%	1.850.054	940.321	2.790.375	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,81%	7,81%	83.531	4.519.744	4.603.275	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,81%	99.607	331.302	430.909	5.395.672
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	84.342	280.527	364.869	672.899
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,56%	6,56%	81.231	270.181	351.412	648.082
Extranjera	Edelnor	Perú	Fondo Mi Vivienda	Perú	Soles	7,03%	6,56%	88.558	294.551	383.109	706.538
Extranjera	Edelnor	Perú	Atlantic Security Bank	Perú	Soles	6,59%	6,16%	55.355	184.114	239.469	441.633
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	0,00%	0,00%	130.063	432.600	562.663	1.037.675

12/2010			12/2009						
No Corriente			Corriente			No Corriente			
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
32.291.490	-	147.619.953	44.876.908	16.330.926	61.207.834	171.569.196	20.634.513	26.865.685	219.069.394
-	-	-	15.340.703	-	15.340.703	-	-	-	-
-	-	-	1.224.568	3.741.736	4.966.304	50.415.585	-	-	50.415.585
-	61.681.208	72.094.878	1.560.426	4.767.969	6.328.395	12.656.791	69.367.358	-	82.024.149
-	-	-	19.819.236	-	19.819.236	-	-	-	-
-	46.648.583	52.233.811	852.057	2.603.507	3.455.564	6.911.128	6.040.136	44.152.863	57.104.127
-	-	8.288.014	196.193	599.478	795.671	9.289.007	-	-	9.289.007
-	-	-	609.435	28.691.230	29.300.665	-	-	-	-
-	-	23.349.393	504.234	1.540.715	2.044.949	4.089.898	23.080.746	-	27.170.644
-	-	21.257.241	455.283	1.391.144	1.846.427	3.692.854	20.418.444	-	24.111.298
-	76.961.384	85.929.194	1.376.910	4.207.224	5.584.134	11.168.268	9.760.760	73.074.449	94.003.477
-	26.883.291	29.916.659	-	-	-	-	-	-	-
-	-	20.546.246	21.393.402	-	21.393.402	-	-	-	-
-	41.490.148	45.770.899	403.189	1.231.967	1.635.156	3.270.312	2.858.163	25.095.544	31.224.019
-	-	-	717.058	2.191.011	2.908.069	27.411.098	-	-	27.411.098
16.650.013	-	56.329.693	3.232.051	3.944.613	7.176.664	24.789.050	33.871.370	-	58.660.420
-	-	-	103.120	6.348.902	6.452.022	-	-	-	-
1.293.774	5.217.004	7.039.525	70.916	216.689	287.605	575.210	4.600.274	-	5.175.484
1.276.641	4.424.723	6.223.109	67.490	206.221	273.711	547.422	4.658.872	-	5.206.294
3.464.092	-	3.916.406	66.805	4.520.998	4.587.803	-	-	-	-
-	-	4.482.746	64.750	197.846	262.596	4.407.463	-	-	4.407.463
-	-	4.524.506	80.988	247.465	328.453	5.535.754	-	-	5.535.754
-	-	4.557.650	69.203	211.455	280.658	561.316	490.575	6.393.595	7.445.486
-	5.590.323	6.217.062	159.078	486.073	645.151	11.324.482	-	-	11.324.482
-	3.383.243	3.811.539	63.039	192.619	255.658	4.183.579	-	-	4.183.579
1.468.183	7.663.880	9.732.089	83.750	255.901	339.651	679.302	593.691	9.511.585	10.784.578
1.470.659	4.120.651	6.192.348	115.983	354.393	470.376	940.751	822.191	4.968.962	6.731.904
846.573	5.665.215	7.044.036	83.747	255.894	339.641	679.283	593.675	5.566.542	6.839.500
-	5.504.523	6.072.184	59.706	182.436	242.142	484.285	423.252	3.283.654	4.191.191
-	6.169.906	6.778.769	83.525	255.215	338.740	677.480	592.099	5.490.481	6.760.060
4.892.958	-	5.720.574	76.013	232.261	308.274	616.547	538.845	5.452.752	6.608.144
4.767.047	-	5.392.256	69.435	212.161	281.596	563.191	492.214	5.567.091	6.622.496
-	-	4.639.193	59.200	180.888	240.088	480.175	3.887.664	-	4.367.839

12/2010			12/2009						
No Corriente			Corriente			No Corriente			
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
-	-	164.402	71.259	217.735	288.994	577.989	4.431.875	-	5.009.864
-	-	-	70.574	215.642	286.216	572.431	4.479.259	-	5.051.690
-	-	-	72.629	221.923	294.552	589.104	4.507.017	-	5.096.121
-	-	-	81.828	250.031	331.859	663.720	5.349.505	-	6.013.225
-	-	14.176.258	-	-	-	-	-	-	-
3.983.249	-	4.412.841	55.115	168.408	223.523	447.047	4.326.341	-	4.773.388
4.027.619	-	4.538.675	64.965	198.504	263.469	526.938	4.411.721	-	4.938.659
8.041.180	-	9.061.169	131.384	401.452	532.836	1.065.671	8.817.754	-	9.883.425
-	-	-	1.396	4.267	5.663	858.552	-	-	858.552
5.838.330	-	6.717.877	97.070	5.327.985	5.425.055	-	-	-	-
-	-	-	115.137	351.806	466.943	933.886	816.191	5.379.888	7.129.965
-	-	719.004	64.238	196.281	260.519	3.508.129	-	-	3.508.129
2.752.371	-	2.752.371	13.828	42.251	56.079	112.158	701.626	-	813.784
3.713.379	-	4.205.271	49.749	152.012	201.761	403.522	2.697.429	-	3.100.951
3.026.055	-	3.388.849	64.431	196.874	261.305	522.610	456.747	3.480.904	4.460.261
-	-	-	47.492	145.115	192.607	385.215	336.667	2.869.613	3.591.495
5.590.647	-	6.319.711	61.802	188.840	250.642	3.529.416	-	-	3.529.416
2.791.758	-	2.791.758	95.177	290.818	385.995	771.990	674.698	5.249.054	6.695.742
-	-	3.379.468	43.809	133.860	177.669	355.339	2.763.983	-	3.119.322
3.710.199	-	4.105.974	49.900	152.471	202.371	3.760.399	-	-	3.760.399
-	-	6.863.872	69.082	211.083	280.165	560.329	489.712	3.578.745	4.628.786
7.552.392	-	8.482.149	104.716	319.967	424.683	7.651.537	-	-	7.651.537
-	5.217.603	5.217.603	121.766	372.064	493.830	987.661	863.189	49.311.621	8.991.580
-	-	5.342.274	87.406	267.074	354.480	5.852.670	-	-	5.852.670
-	-	-	90.074	275.226	365.300	730.601	5.262.193	-	5.992.794
-	-	3.577.649	52.117	159.248	211.365	3.542.295	-	-	3.542.295
4.283.441	-	4.854.069	55.115	168.406	223.521	447.042	3.544.259	-	3.991.301
-	5.032.020	5.628.824	74.695	228.234	302.929	605.858	4.813.411	-	5.419.269
-	-	-	78.118	238.695	316.813	633.626	553.772	4.777.488	5.964.886
-	-	5.579.682	69.273	211.668	280.941	3.647.445	-	-	3.647.445
-	-	2.331.681	101.564	310.335	411.899	823.799	5.466.450	-	6.290.249
-	-	-	47.388	144.797	192.185	2.648.330	-	-	2.648.330
-	-	-	55.950	170.957	226.907	2.920.296	-	-	2.920.296
-	-	5.395.672	87.175	266.369	353.544	4.819.392	-	-	4.819.392
-	9.585.848	10.258.747	103.953	317.634	421.587	843.174	5.262.193	-	6.105.367
-	10.037.150	10.685.232	87.465	267.254	354.719	709.437	620.029	4.458.783	5.788.249
-	6.375.788	7.082.326	84.147	257.115	341.262	682.523	5.623.562	-	6.306.085
-	3.753.995	4.195.628	-	-	-	-	-	-	-
2.539.051	9.362.564	12.939.290	-	-	-	-	-	-	-

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	12/2010			
								Corriente			No Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	oeds7	Argentina	\$ Arg	8,00%	8,00%	510.018	9.010.562	9.520.580	4.165.269
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,05%	7,05%	925.274	46.241.341	47.166.615	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,21%	7,21%	928.950	3.089.767	4.018.717	7.411.403
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	5,11%	5,11%	789.965	2.627.492	3.417.457	6.302.546
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	6,34%	6,34%	127.910	425.441	553.351	1.020.502
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	4,83%	4,83%	920.115	3.060.381	3.980.496	7.340.914
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	4,83%	4,83%	631.089	16.269.543	16.900.632	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B15	Colombia	\$ Col	5,33%	5,33%	525.615	1.748.240	2.273.855	4.193.491
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	7,77%	7,77%	1.080.324	3.593.253	4.673.577	8.619.110
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B9	Colombia	\$ Col	6,07%	6,07%	454.112	1.510.415	1.964.527	3.623.022
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	8,07%	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos B104	Colombia	\$ Col	7,94%	7,94%	774.134	2.574.836	3.348.970	6.176.240
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos C10	Colombia	\$ Col	8,14%	8,14%	278.613	926.691	1.205.304	2.222.846
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bonos C10	Colombia	\$ Col	7,00%	7,00%	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Papeles comerciales	Colombia	\$ Col	4,21%	4,00%	180.638	17.507.497	17.688.135	-
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%	416.214	1.384.363	1.800.577	3.320.662
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	7,33%	652.512	2.170.311	2.822.823	5.205.909
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	8,13%	1.995.692	6.637.844	8.633.536	15.922.148
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	Ch\$	6,20%	6,20%	956.132	2.405.370	3.361.502	6.435.714
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,35%	8,35%	9.543.000	8.701.669	18.244.669	213.837.549
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,63%	8,63%	2.169.821	7.217.013	9.386.834	17.311.397
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	Ch\$	6,20%	6,20%	1.758.444	10.118.583	11.877.027	21.414.704
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	Ch\$	3,80%	3,80%	1.284.413	4.272.071	5.556.484	10.247.385
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	Ch\$	4,75%	4,75%	3.759.700	12.505.089	16.264.789	29.995.867
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,71%	7,40%	2.270.849	7.553.041	9.823.890	18.117.426
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,88%	6,60%	6.958	23.144	30.102	55.516
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,68%	7,38%	3.171.823	10.549.759	13.721.582	25.305.631
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	Ch\$	8,52%	5,75%	715.315	4.441.788	5.157.103	9.638.634
Totales								104.988.948	345.191.870	450.180.818	771.692.033

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12/2010		
								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	US\$	6,40%	514.759	1.713.147	2.227.906
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	2.204.779	6.628.821	8.833.600
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,64%	65.489	195.946	261.435
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	450.157	909.184	1.359.341
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	174.909	581.159	756.068
Extranjera	Synopsis Brasil Ltda.	Brasil	Extranjera	Leasing - IBM	Brasil	Real	2,60%	-	-	-
Totales								3.410.093	10.028.257	13.438.350

d) Otras Obligaciones

h. 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	12/2010		
								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%	9.372.718	10.439.827	19.812.545
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	56.194	1.181.656	1.237.850
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	968.330	1.855.135	2.823.465
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	-	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	24,09%	51.831.581	-	-
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	11,02%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	10,75%	-	-	-
Totales								62.228.823	13.476.618	23.873.860

12/2010				12/2009						
No Corriente				Corriente			No Corriente			
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
-	-	4.165.269		657.735	10.459.172	11.116.907	14.674.385	-	-	14.674.385
-	-	-		1.184.467	3.619.205	4.803.672	9.607.344	8.396.555	53.304.242	71.308.141
-	58.531.760	65.943.163		177.434	542.158	719.592	1.439.184	1.257.807	10.103.939	12.800.930
32.953.942	41.376.336	80.632.824		822.066	2.511.868	3.333.934	6.667.867	5.827.533	7.416.861	62.083.152
10.705.143	-	11.725.645		1.272.041	3.886.791	5.158.832	48.948.202	-	-	48.948.202
12.326.963	-	19.667.877		848.027	31.784.107	32.632.134	-	-	-	-
-	-	-		293.884	897.979	1.191.863	15.876.519	-	-	15.876.519
23.479.236	-	27.672.727		195.923	10.388.423	10.584.346	-	-	-	-
74.169.812	-	82.788.922		241.092	736.669	977.761	1.955.521	13.325.090	-	15.280.611
8.865.052	27.196.423	39.684.497		916.023	2.798.961	3.714.984	7.429.968	6.493.589	55.297.889	69.221.446
-	-	-		327.907	1.001.939	1.329.846	2.659.692	2.324.498	25.907.411	30.891.601
15.112.435	42.007.978	63.296.653		527.539	1.611.923	2.139.462	4.278.924	26.076.868	-	30.355.792
5.439.008	20.133.297	27.795.151		1.147.564	3.506.446	4.654.010	9.308.021	8.134.955	69.071.416	86.514.392
-	-	-		481.284	1.470.591	1.951.875	3.903.750	3.411.770	34.264.379	41.579.899
-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
8.125.215	207.932.292	219.378.169		443.752	1.355.909	1.799.661	3.599.322	3.145.709	30.628.753	37.373.784
12.738.165	79.957.654	97.901.728		696.742	2.128.935	2.825.677	5.651.354	4.939.128	48.090.698	58.681.180
38.959.371	167.613.573	222.495.092		2.134.683	6.522.643	8.657.326	17.314.652	15.132.532	209.049.168	241.496.352
19.069.273	23.877.508	49.382.495		587.547	1.141.652	1.729.199	3.388.622	3.650.500	31.153.499	38.192.621
-	-	213.837.549		4.433.373	13.546.417	17.979.790	35.959.581	213.283.056	-	249.242.637
50.668.664	59.466.428	127.446.489		2.297.667	7.020.648	9.318.315	18.636.629	16.287.903	103.768.726	138.693.258
47.005.622	67.587.558	136.007.884		748.281	6.563.199	7.311.480	14.149.547	10.774.238	79.365.405	104.289.190
25.073.983	131.684.135	167.005.503		235.793	720.479	956.272	1.912.545	1.671.512	95.330.628	98.914.685
73.395.881	304.052.705	407.444.453		1.204.131	3.679.288	4.883.419	9.766.837	8.535.948	254.008.392	272.311.177
143.190.238	-	161.307.664		2.342.842	7.158.684	9.501.526	19.003.052	16.608.147	138.406.385	174.017.584
135.840	622.407	813.763		6.602	20.173	26.775	53.550	46.801	732.331	832.682
175.387.549	-	200.693.180		3.272.380	9.998.938	13.271.318	26.542.635	190.756.318	-	217.298.953
22.900.135	14.970.765	47.509.534		331.071	2.945.769	3.276.840	6.660.335	5.335.477	28.139.446	40.135.258
925.972.628	1.597.779.869	3.295.444.530		144.388.038	236.860.304	381.248.342	704.597.596	846.410.359	1.568.568.867	3.119.576.822

12/2010				12/2009						
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
4.107.030	10.200.414	11.875.674	26.183.118	554.228	1.680.476	2.234.704	4.463.401	3.896.027	21.420.167	29.779.595
14.084.254	30.098.142	-	44.182.396	2.200.935	8.439.132	10.640.067	32.300.512	10.101.808	26.354.524	68.756.844
-	-	-	-	70.737	212.201	282.938	281.357	-	-	281.357
2.470.766	-	-	2.470.766	324.545	971.217	1.295.762	774.627	-	-	774.627
917.985	225.762	-	1.143.747	204.234	609.693	813.927	1.411.773	748.771	-	2.160.544
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.580.035	40.524.318	11.875.674	73.980.027	3.354.679	11.912.719	15.267.398	39.231.670	14.746.606	47.774.691	101.752.967

12/2010				12/2009						
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
28.222.904	26.997.497	-	55.220.401	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.659	-	32.819.941
1.164.650	1.117.531	-	2.282.181	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.658	-	32.819.940
866.537	-	-	866.537	77.062	235.468	312.530	3.223.239	-	-	3.223.239
12.395.250	-	-	12.395.250	-	-	-	11.688.452	-	-	11.688.452
-	-	-	-	-	55.497.068	55.497.068	-	-	-	-
-	-	-	-	10.712.128	23.336.844	34.048.972	35.333.322	-	-	35.333.322
-	-	-	-	1.941.087	-	1.941.087	-	-	-	-
42.649.341	28.115.028	-	70.764.369	21.093.869	89.951.972	111.045.841	87.129.577	28.755.317	-	115.884.894

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	31/12/10 M\$	31/12/09 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			66.329.098	116.551.541
	Dólares	Pesos chileno	46.804.371	83.606.901
	Dólares	Pesos Colombianos	6.004	2.381
	Dólares	Soles	1.234.825	8.287.053
	Dólares	Peso Argentino	18.283.898	24.655.206
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			17.592.080	35.725.419
	Dólares	Pesos chileno	17.592.080	35.725.419
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			563.614	288.225
	Dólares	Pesos chileno	563.614	261.245
	Euros	Pesos chileno	-	26.980
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			84.484.792	152.565.185
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			84.484.792	152.565.185
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			2.887.460	10.131.240
	Dólares	Pesos chileno	2.887.460	10.131.240
Plusvalía			488.403.515	483.812.158
	Reales	Soles	10.502.214	11.050.603
	Reales	Pesos chileno	327.477.479	318.282.817
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	7.348.467	10.748.633
	Soles	Pesos chileno	118.949.428	116.436.507
	Peso Argentino	Pesos chileno	24.125.927	27.293.598
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			491.290.975	493.943.398
TOTAL ACTIVOS			575.775.767	646.508.583

	Moneda extranjera	Moneda funcional	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
PASIVOS									
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542
	Dólares	Pesos chileno	21.623.823	65.061.393	86.685.216	318.781.111	523.230.097	467.468.028	1.309.479.236
	Dólares	Reales	52.596.722	11.617.821	64.214.543	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
	Dólares	Soles	4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	59.759.067	160.154.001
	Dólares	Peso Argentino	14.514.270	29.766.746	44.281.016	33.401.409	28.115.028	-	61.516.437
TOTAL PASIVOS			93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542

31/12/09

Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	
M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	
43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	639.707.341	1.689.280.068	
18.113.650	182.060.113	200.173.763	254.073.486	573.118.679	553.353.780	1.380.545.945	
1.018.392	67.854.542	68.872.934	26.976.832	14.097.354	25.725.061	66.799.247	
18.169.214	33.579.600	51.748.814	113.071.393	44.260.216	60.628.500	217.960.109	
6.253.151	12.774.805	19.027.956	23.974.767	-	-	23.974.767	
43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	639.707.341	1.689.280.068	

The background image shows a vibrant landscape. At the top, a clear blue sky is visible. Below it, a green hillside is covered in dense vegetation. A tall, silver power line tower stands on the ridge, with several power lines extending across the scene. In the foreground, a body of water is visible, with a bright rainbow arching across its surface. The water appears to be part of a waterfall or a fast-moving stream, creating a misty spray. A large, white, speech bubble-like shape is overlaid on the left side of the image, containing the text.

Análisis razonado
consolidado



Análisis Razonado

Estados Financieros Consolidados

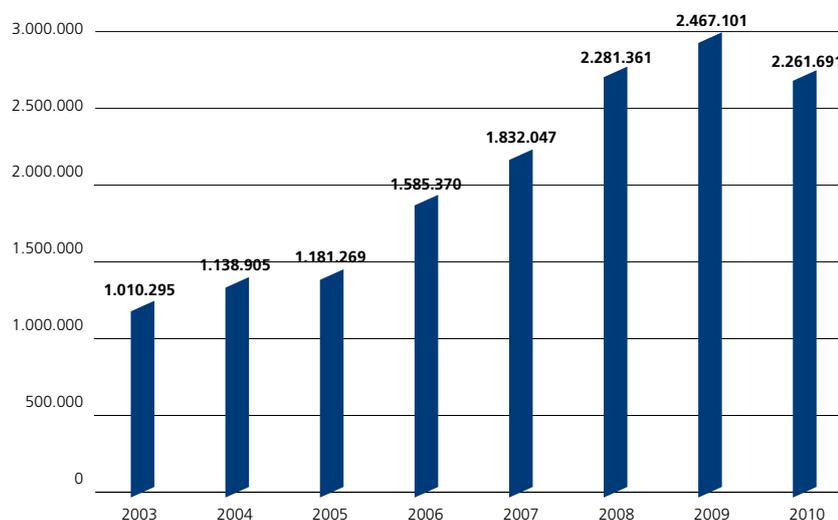
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010

RESUMEN ECONÓMICO - FINANCIERO

- La tendencia experimentada en los trimestres anteriores respecto del crecimiento en la demanda eléctrica en los cinco países en que operamos se ha visto confirmada durante el último trimestre del año.
- Lo anterior se ha visto ratificado por la recuperación en la demanda experimentada especialmente en Chile, con cifras de demanda creciendo al 4,4%, y también por la consolidación de la creciente demanda observada en Perú y Brasil, con un 8,5% y un 7,1% respectivamente.
- La demanda eléctrica en las áreas donde operamos creció un 5,6% en promedio comparado con igual periodo del año 2009, destacando los crecimientos experimentados por nuestras filiales Coelce (13,3%) y Edelnor (7,4%).
- Este crecimiento en la demanda es el resultado de la dinámica actividad económica mostrada por las economías de los países donde operamos, ratificadas por las positivas perspectivas para el año 2011.
- El crecimiento proyectado del PIB para el año 2011 de acuerdo al consenso del mercado considera crecimientos del 6,3% para Perú, 6,0% en Chile, 5,2% en Argentina, 4,6% en Colombia y 4,5% en Brasil.
- En los siguientes cuadros se observa la sostenida alza que exhiben tanto el EBITDA como los resultados del Grupo Enersis, confirmando la acertada estrategia de la compañía y el beneficio de contar con un diversificado portfolio de activos.

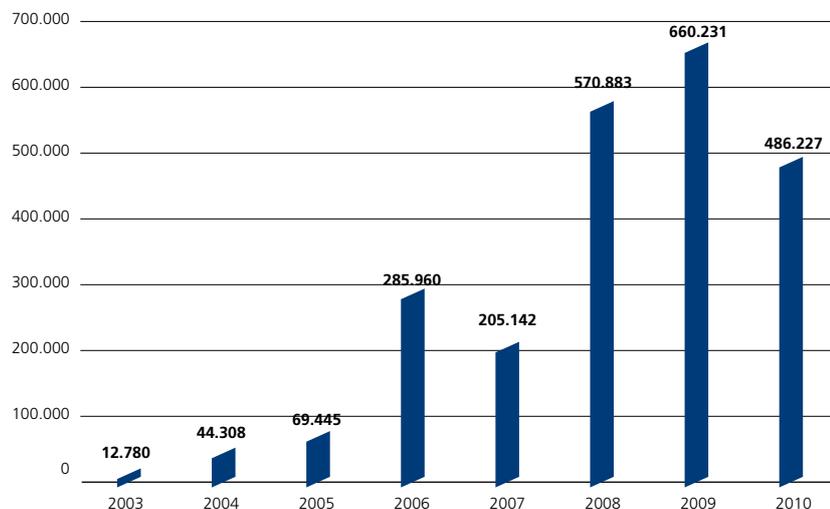
EBITDA

(en millones de pesos)



Utilidad del Ejercicio

(en millones de Ch\$)



- Las utilidades presentan una favorable tendencia, situación que se confirmó en 2010, pese a los efectos del terremoto en Chile, sequía en Colombia y Chile, y las condiciones climáticas excepcionales ocurridas en Brasil y Argentina, respectivamente.
- Lo anterior confirma el mejor esfuerzo realizado por la compañía para enfrentar de manera eficiente las adversas circunstancias experimentadas. Conscientes de lo anterior, las agencias de riesgo crediticio han ratificado las clasificaciones locales e internacionales otorgadas a Enersis basadas en la estratégica diversificación de negocios y países que presenta la compañía, la balanceada política comercial, la estable generación de flujos de caja y la fuerte situación financiera de la compañía, tanto en términos de liquidez como de endeudamiento.
- Adicionalmente, Moody's ha situado la clasificación de Enersis, actualmente en el nivel Baa3 (equivalente a BBB-), bajo revisión por una eventual mejora en el grado de calificación.
- El balanceado portfolio de inversiones del Grupo Enersis permitió mantener muy equilibradas las contribuciones por tipo de negocios, en el EBITDA de la empresa a nivel consolidado, como se aprecia a continuación:

- Distribución:	43%
- Generación y Transmisión:	57%
- Nuestra base de clientes en el negocio de distribución se incrementó en más de 366 mil nuevos clientes, lo cual confirma el crecimiento natural de nuestro negocio de distribución, y que equivale a adquirir una nueva compañía de distribución de tamaño medio cada año, como base estable del flujo de caja..
- Durante los últimos días del mes de diciembre, la central térmica Bocamina I, cuya operación es a carbón, volvió a entrar en operaciones.
- El Resultado Operacional para el periodo alcanzó los Ch\$ 1.704.301 millones, lo que equivale a un 11.6% de disminución respecto de igual periodo del año anterior y básicamente explicado por mayores costos de operación por uso de combustibles más caros debido a la falta de agua.

1. Comportamiento del Negocio de Distribución

- Los Ingresos Operacionales crecieron 3,6% alcanzando Ch\$ 4.392.626 millones.
- Los Costos Operacionales alcanzaron Ch\$ 3.702.915 millones, lo que representa un incremento de un 6,4% respecto de lo registrado durante igual periodo del año anterior.
- El EBITDA alcanzó Ch\$ 981.257 millones, equivalente a una caída del 2% respecto al año anterior, debido principalmente a los menores resultados de nuestras operaciones en Argentina.
- La alta demanda experimentada por nuestras subsidiarias de distribución en Brasil y Perú confirma el firme y sostenido crecimiento experimentado en términos de demanda durante el año 2010.

Factores que incidieron en este resultado son:

En Brasil, el EBITDA aumentó en Ch\$ 11.423 millones, como resultado de:

- Un 8,8% de crecimiento en las ventas físicas.
- Un mejor margen de venta como resultado de un incremento de 2,8% en los precios promedio de venta.

En Perú, el EBITDA aumentó en Ch\$ 2.634 millones, como resultado de:

- Aumento del 7,2% en las ventas físicas.
- Un mejor margen de compra-venta que tiene como resultado un crecimiento en los ingresos operacionales de 1,6%, relacionado con la mayor demanda experimentada, que fue más que suficiente para compensar un incremento en los costos operacionales como resultado de la mayor actividad.

En Colombia, el EBITDA aumentó en Ch\$ 11.963 millones, confirmando la recuperación en los márgenes experimentada durante el segundo semestre del año, principalmente como resultado de:

- Una mayor demanda experimentada durante el año 2010, que permitió compensar los mayores costos de compra de energía asociada principalmente a la mayor generación térmica en el primer semestre del año.
- Adicionalmente, la compañía fue capaz de compensar los menores ingresos como resultado de la desconsolidación de ingresos provenientes del negocio de Codensa Hogar, lo que distorsiona la base de comparación respecto del año anterior.

En Chile, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 15.387 millones, lo que se explica principalmente por:

- Un menor margen de compra/venta.
- Un menor VAD producto de una menor variación en los indexadores del VAD respecto del año anterior.
- Todo lo anterior fue parcialmente compensado por los mayores volúmenes de venta de 4,1%, explicados por la mayor demanda experimentada durante el año 2010.

En Argentina, el EBITDA disminuyó en Ch\$ 30.450 millones, lo que se explica principalmente por:

- Un 13,6% menor de precio promedio de venta, que redujo los Ingresos de Explotación al compararlos con igual periodo del año anterior.
- Aumento en los costos operacionales, principalmente explicados por multas impuestas por la autoridad.
- Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un 4,6% de mayores ventas de energía.

2. Comportamiento del Negocio de Generación y Transmisión

- Las ventas físicas consolidadas disminuyeron un 4,9%, alcanzando los 63.431 GWh, principalmente por menores ventas en Argentina y Colombia. Principalmente debido a las restricciones impuestas por la autoridad por el uso de las reservas del Chocón y la baja hidrología experimentada en Colombia durante el primer semestre del 2010, afectando la generación y las compras de energía en Emgesa.
- A pesar de lo anterior, los mayores precios en los mercados en los que operamos impactaron positivamente los Ingresos de Explotación, los que aumentaron 2,7% con respecto al cierre del año 2009, alcanzando Ch\$ 2.780.593 millones.
- Los costos de explotación alcanzaron Ch\$1.730.445 millones, un aumento de 14,1%, en parte explicado por mayores compras de energía y costos de transporte en Chile y un mayor costo de compra de combustibles en Argentina y Brasil.
- El EBITDA alcanzó Ch\$ 1.295.005 millones.
- El último trimestre del año 2010 represento una mejora en términos de márgenes al comparar el desempeño del negocio respecto de los trimestres anteriores, ejemplificado por una mejora del 2% en el margen operacional.
- La generación hidroeléctrica consolidada disminuyó un 10,7%, principalmente explicada por Chile y Colombia.

Comportamiento de las operaciones por país

En Brasil, el EBITDA mejoró en Ch\$ 16.330 millones, lo que se explica principalmente por:

- Mayores ingresos de explotación por Ch\$ 40.889 millones.
- Parcialmente compensados por Ch\$ 59,849 millones en mayores costos operacionales, principalmente relacionados con la mayor generación térmica de nuestra subsidiaria Fortaleza.

En Colombia, el EBITDA aumentó en Ch\$ 10.791 millones principalmente por:

- Un 14.8% de aumento en el precio medio de venta debido a la mayor producción térmica en el sistema.
- Un 2% de menor costo operacional, el que a su vez está relacionado principalmente con un 20,9% de menores compras de energía, explicadas por la mayor producción hídrica en el segundo semestre del año 2010.

En Perú, el EBITDA disminuyó Ch\$ 5.733 millones por:

- Mayores costos de compra de energía de Ch\$ 4.833 millones, debido principalmente a un aumento del 60% en el costo promedio de compras de energía resultado del aumento en los precios de la energía del mercado producto de la situación hidrológica.
- Un 12.3% de mayor costo de compra de combustibles debido al aumento de la generación térmica.

En Argentina, el EBITDA disminuyó Ch\$ 6.298 millones por:

- Un incremento de 35% en el costo de compras de combustibles.
- Parcialmente compensado por mayor ingreso por ventas derivado de un incremento de 29% en precios de venta promedio de energía.

En Chile, el EBITDA disminuyó Ch\$ 183.076 millones principalmente por:

- Menores precios de venta de energía de aproximadamente 2,6%

- Un aumento de Ch\$ 99.410 millones en costos operacionales, principalmente explicado por mayores compras de energía, que a su vez están relacionadas con la menor generación hídrica, y también debido a mayores costos de transporte relacionados con la operación de las plantas de GNL en el año 2010.

3. Resumen Financiero

- La tasa de interés promedio aumentó desde 7,4 % a un 8,5%, principalmente debido a efectos inflacionarios.
- La liquidez, factor clave en nuestra política financiera, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
 - Líneas de crédito no comprometidas: US\$ 482 millones entre Enersis y Endesa Chile en el mercado local chileno.
 - Líneas de crédito comprometidas: US\$ 719 millones en líneas, de las cuales US\$ 200 millones vencen en el corto plazo.
 - Caja y caja equivalentes totalizaron US\$ 2.054 millones.

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 nuestros 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, hemos contratado Cross Currency Swaps por un monto total de US\$ 1.470 millones y Forwards por US\$ 15 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\$ 330 millones.

Los instrumentos antes mencionados, son permanentemente evaluados y ajustados según variables macroeconómicas relevantes, con el objeto de alcanzar los niveles más eficientes de protección.

4. Resumen de Mercado

- Durante el año 2010, el principal indicador bursátil chileno (IPSA) mostró un importante crecimiento de 37,6%, superando a la mayoría de los indicadores accionarios internacionales, los que también tuvieron rentabilidades positivas en el periodo, como a continuación se detalla: Bovespa 1,0%; Dow Jones Industrial 11,0%; S&P 500 12,8%; UKX 9,0%; FTSE 250 24,2% (rentabilidades medidas en monedas locales).
- El precio de la acción de Enersis cayó 5,8% durante el año 2010 en el mercado local. Las desinversiones realizadas por los fondos de pensiones locales influenciaron la evolución del precio accionario de Enersis.
- Durante este año, Enersis continuó siendo uno de los títulos más transados de la Bolsa de Comercio de Santiago, con un promedio diario de US\$ 9,0 millones durante el 2010.

10 Compañías más transadas diariamente en BCS durante 2010

	Miles de Dólares
SQM	17.464
LAN	16.732
CENCOSUD	15.138
ENDESA CHILE	11.203
FALABELLA	11.073
LA POLAR	9.288
ENERGIS	9.090
COPEC	8.923
CAP	8.565
RIPLEY	6.061

Fuente: Bloomberg

Resumen de Clasificación de Riesgo

El adecuado perfil financiero y operacional de Enersis se ha reflejado en las mejoras recibidas durante el primer trimestre, en la clasificación de riesgo desde BBB a BBB+ por Fitch Ratings y Standard & Poor's, tanto sobre nuestra calificación corporativa para deuda denominada en moneda extranjera y local, así como sobre los Bonos Yankee emitidos por Enersis.

Del mismo modo, a nivel nacional, Feller Rate subió la clasificación de solvencia de bonos, líneas de bonos y líneas de efectos de comercio de Enersis desde "AA-" a "AA", y ratificó la clasificación de la acción en "Primera Clase Nivel 1".

Las mejores calificaciones están apoyadas en su diversificado portafolio de activos, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y robusta liquidez. La diversificación geográfica de Enersis en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diversas regulaciones y condiciones climáticas. Importante también, es que sus filiales operacionales permanecen financieramente fuertes y con robusta posición comercial y operacional.

Además, el día 22 de diciembre del presente año, Moody's confirmó el rating corporativo actual para deuda denominada en moneda extranjera, esto es Baa3, bajo revisión para un posible upgrade, ratificando esta calificación otorgada el día 29 de Septiembre de 2010.

Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional:

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+, Estable	Baa3, (+) revisión	BBB+, Estable

Clasificación de riesgo nacional:

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 2010 y 2009, 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-10	dic-09	dic-10	dic-09
Endesa Chile (1)	SIC y SING Chile	21.847,1	22.326,6	39,8%	42,1%
Endesa Costanera	SIN Argentina	8.017,7	8.283,7	7,2%	7,9%
El Chocón	SIN Argentina	3.360,6	4.121,6	3,0%	3,9%
Edegel	SICN Perú	8.598,2	8.320,8	29,1%	30,7%
Emgesa	SIN Colombia	14.817,3	16.806,2	17,9%	20,5%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	3.832,9	3.862,2	1,0%	1,0%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	2.956,9	3.006,9	0,7%	0,8%
Total		63.430,7	66.728,0		

(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-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09
Chilectra (**)	13.098	12.585	5,8%	6,1%	1.610	1.579	2.239	2.160
Edesur	16.759	16.026	10,5%	10,5%	2.353	2.305	896	877
Edelnor	6.126	5.716	8,3%	8,1%	1.098	1.061	1.988	1.782
Ampla	9.927	9.394	20,5%	21,2%	2.571	2.522	2.186	2.042
Coelce	8.850	7.860	12,1%	11,6%	3.095	2.966	2.368	2.285
Codensa (**)	12.515	12.114	8,5%	8,4%	2.547	2.474	2.351	2.432
Total	67.274	63.694	11,0%	11,0%	13.272	12.906	1.778	1.720

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes

(**) Datos consolidados

I.- Análisis de los Estados Financiero

1. - Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas de Enersis, al 31 de diciembre de 2010, alcanzó los Ch\$486.227 millones, lo que representa una disminución del 26,4% respecto de igual período del año anterior, donde el resultado alcanzó a Ch\$660.231 millones.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de Ch\$)	Dic-10	Dic-09	Variación Dic-10 a Dic-09	% Variación Dic-10 a Dic-09
Ingresos	6.563.581	6.472.056	91.525	1,4%
Ingresos ordinarios	6.179.230	6.113.284	65.946	1,1%
Otros ingresos de explotación	384.351	358.772	25.579	7,1%
Aprovisionamientos y Servicios	(3.521.646)	(3.210.594)	(311.052)	(9,7%)
Compras de energía	(1.554.715)	(1.520.198)	(34.517)	(2,3%)
Consumo de combustibles	(672.038)	(580.238)	(91.800)	(15,8%)
Gastos de transporte	(405.983)	(316.288)	(89.695)	(28,4%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(888.910)	(793.870)	(95.040)	(12,0%)
Margen de Contribución	3.041.935	3.261.462	(219.527)	(6,7%)
Gastos de personal	(329.809)	(366.672)	6.863	2,0%
Otros gastos fijos de explotación	(450.435)	(457.689)	7.254	1,6%

Estado de Resultado (millones de Ch\$)	Dic-10	Dic-09	Variación Dic-10 a Dic-09	% Variación Dic-10 a Dic-09
Resultado bruto de explotación (ebitda)	2.261.691	2.467.101	(205.410)	(8,3%)
Depreciación y amortización	(449.017)	(454.370)	5.353	1,2%
Pérdidas por deterioro	(108.373)	(85.286)	(23.087)	(27,1%)
Resultado de explotación	1.704.301	1.927.445	(223.144)	(11,6%)
Resultado financiero	(270.605)	(309.256)	38.651	12,5%
Ingresos financieros	171.237	159.670	11.567	7,2%
Gastos financieros	(438.358)	(482.472)	44.114	9,1%
Resultados por unidades de reajuste	(15.056)	21.781	(36.837)	N/A
Diferencias de cambio	11.572	(8.235)	19.807	N/A
Otros resultados distintos de la operación	12.999	52.876	(39.877)	(75,4%)
Resultados en ventas de activo	11.711	50.502	(38.791)	(76,8%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1.016	2.236	(1.220)	(54,6%)
Otros ingresos (gastos) distintos a la operación	272	138	134	97,1%
Resultado antes de impuestos	1.446.695	1.671.065	(224.370)	(13,4%)
Impuesto sobre sociedades	(346.007)	(359.737)	13.730	3,8%
Resultado del Período	1.100.688	1.311.328	(210.640)	(16,1%)
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	486.227	660.231	(174.004)	(26,4%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	614.461	651.097	(36.636)	(5,6%)
Utilidad por Acción \$	14,89	20,22	(5,33)	(26,4%)

Resultado de explotación:

El resultado de explotación obtenido durante el año 2010 disminuyó en Ch\$223.144 millones, al pasar de Ch\$1.927.445 millones al 31 de diciembre de 2009 a Ch\$1.704.301 millones en el presente período, lo que representa una disminución del 11,6%. Lo anterior, debido principalmente a la disminución de los resultados en el negocio de generación, en Chile y Brasil, y en el negocio de Distribución, en Brasil, Argentina y Chile.

Los ingresos y costos de explotación, desglosados por cada línea de negocios para los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, se presentan a continuación:

Negocio	Generación y transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Totales	
	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09
Ingresos de explotación	2.780.593	2.708.358	4.392.626	4.240.401	(609.638)	(476.703)	6.563.581	6.472.056
Costos de explotación	(1.730.444)	(1.515.950)	(3.702.915)	(3.478.984)	574.079	450.323	(4.859.280)	(4.544.611)
Resultado de explotación	1.050.149	1.192.408	689.711	761.417	(35.559)	(26.380)	1.704.301	1.927.445
Variación y % Var.	(142.259)	-11,9%	(71.706)	-9,4%	(9.179)	34,8%	(223.144)	-11,6%

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión presenta una disminución de Ch\$142.259 millones equivalente a un 11,9%, alcanzando los Ch\$1.050.149 millones. Las ventas físicas disminuyeron en un 5% alcanzando a diciembre 2010 los 63.430,7 GWh (66.728,0 GWh a diciembre del año 2009).

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-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09
Ingresos de explotación	1.345.371	1.373.231	358.090	303.112	359.211	318.322	507.516	500.964	211.263	213.625	2.780.593	2.708.358
Costos de explotación	(832.602)	(733.191)	(311.379)	(255.376)	(200.399)	(140.550)	(245.978)	(250.153)	(140.944)	(137.576)	(1.730.444)	(1.515.950)
Resultado de explotación	512.769	640.040	46.711	47.736	158.812	177.772	261.538	250.811	70.319	76.049	1.050.149	1.192.408
Variación y % Var.	(127.271)	-19,9%	(1.025)	-2,1%	(18.960)	-10,7%	10.727	4,3%	(5.730)	-7,5%	(142.259)	-11,9%

Chile

El resultado de explotación del negocio en Chile, al 31 de diciembre de 2010, alcanzó Ch\$ 512.769 millones, con una disminución del 19,9% respecto del mismo período del año anterior. Lo anterior está explicado por la disminución de las ventas físicas en un 2,1%, y a los menores precios medios en el año 2010 expresados en pesos, que bajan aproximadamente un 2,6%; lo anterior explicado por la caída de ventas en el mercado spot, a causa de la menor hidrología, parcialmente compensado por las mayores ventas a clientes regulados y libres, que muestran una importante recuperación en la demanda de energía. Por otro lado, los costos de aprovisionamientos y servicios presentan un incremento del 30,3% explicado principalmente por mayores costos por compras de energía y costos de transporte.

Argentina

En Argentina, el resultado de explotación al cierre de diciembre de 2010 alcanzó a Ch\$46.711 millones, que es menor a lo registrado a diciembre del año anterior en un 2,1% en donde alcanzó a Ch\$47.736 millones.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó a Ch\$31.651 millones, disminuyendo en Ch\$7.049 millones respecto al año anterior, equivalente a un 18,2%. Lo anterior está principalmente explicado por los menores ingresos por ventas por Ch\$8.125 millones, producto de la disminución en las ventas físicas que disminuyen un 18,5%, con un nivel de generación 21,3% inferior al del año pasado debido a una menor disponibilidad hidráulica, y parcialmente compensado por la reducción de los costos de explotación en Ch\$1.076 millones.

A su vez, el resultado de explotación de Costanera alcanzó Ch\$10.840 millones a diciembre de 2010, aumentando en un 147,5% respecto al cierre de diciembre 2009. Cabe señalar que los ingresos operativos aumentan en Ch\$63.810 millones o un 27,6%, a pesar que las ventas físicas disminuyeron un 3,2%; lo anterior, como consecuencia del aumento del 31% en el precio promedio de venta de energía. Por otro lado, los costos de explotación se incrementan en Ch\$ 57.350 millones, principalmente por un aumento del costo de combustible en Ch\$62.694 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 13,6% a diciembre del año 2010 respecto a igual período del año pasado.

Brasil:

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales alcanzó los Ch\$158.812 millones, que es un 10,7% menor respecto a los Ch\$177.772 millones obtenidos a diciembre del año 2009.

El resultado de explotación de Endesa Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch\$59.114 millones, mostrando una reducción de Ch\$24.812 millones respecto a igual período del año 2009. Esta disminución se debe principalmente a un aumento del costo de compra de combustibles por Ch\$44.115 millones, asociado a la mayor generación en el periodo.

Lo anterior está parcialmente compensado por menores compras de energía, producto de la mayor generación en el año 2010 y a los mayores ingresos por venta, producto del incremento del precio medio de venta, expresado en moneda local, de un 4%. Las ventas físicas disminuyeron en 50 GWh, llegando a 2.956,9 GWh a diciembre de 2010.

Por otro lado, Cien presenta una disminución en su resultado operacional de Ch\$19.936 millones, alcanzando los Ch\$28.056 millones a diciembre de 2010. Lo anterior se debe a que durante el año 2009 la sociedad exportó energía a Uruguay y Argentina, comenzando en el mes de febrero 2009, situación distinta al presente año en donde ha habido más tardía exportación de energía a Argentina.

Lo anterior está parcialmente compensado por el incremento en el resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada que aumentó en Ch\$25.234 millones, al pasar desde Ch\$50.629 millones obtenidos a diciembre del año 2009 hasta Ch\$75.863 millones en el presente periodo. Principalmente por el aumento de los precios medios de venta, expresados en moneda local, de un 32%. Las ventas físicas de energía disminuyen en 29GWh alcanzando los 3.832,9 GWh a diciembre 2010.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos de un 7,5% a diciembre 2010 respecto a igual periodo del año 2009.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia alcanzó Ch\$261.538 millones a diciembre de 2010, que es un 4,3% mayor que el alcanzado en el ejercicio 2009. El principal efecto proviene principalmente a menores costos por compras de energía, los cuales han más que compensando el mayor costo por compra de combustible originados por la menor hidrología durante el primer semestre de 2010. Adicionalmente, se obtuvieron más ingresos por ventas por Ch\$6.551 millones producto principalmente del incremento del 10% en los precios promedio de venta de energía, expresado en moneda local, lo cual más que compensó la reducción de un 11,8% en las ventas físicas.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un incremento en pesos chilenos de un 2,7% a diciembre 2010 respecto de diciembre 2009.

Perú

En Perú se registró un resultado de explotación de Ch\$70.319 millones, lo que representa una disminución de 7,5% respecto del año 2009. Lo anterior es principalmente explicado por un aumento de Ch\$ 8.227 millones en mayores costos por consumo de combustible y compra de energía, y en menor medida explicado por mayores precios promedio de compras de energía, lo cual más que compensa la reducción del 9,3% de compras físicas. A su vez, los ingresos registran a diciembre de 2010 una disminución de Ch\$2.361 millones o un 1,1%, explicado por la caída en el precio promedio de venta de energía.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,2% a diciembre de 2010 respecto a diciembre de 2009.

La línea de negocio de distribución presenta en el período una disminución en el resultado de explotación de Ch\$71.706 millones equivalentes a un 9,4%, alcanzando los Ch\$689.711 millones. Las ventas físicas en el presente período alcanzaron a 67.274 GWh, incrementándose en 3.580 GWh, equivalentes a un 5,6% respecto a igual periodo del año anterior. Por otro lado, el número de clientes se incrementó en un 2,8% o el equivalente a 366 mil nuevos clientes, sobrepasando los 13,2 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 periodos.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09
Ingresos de explotación	1.016.997	1.089.515	295.539	327.088	1.987.041	1.780.335	785.890	741.168	307.159	302.295	4.392.626	4.240.401
Costos de explotación	(905.231)	(960.483)	(291.595)	(295.212)	(1.685.195)	(1.442.136)	(578.667)	(541.283)	(242.227)	(239.870)	(3.702.915)	(3.478.984)
Resultado de explotación	111.766	129.032	3.944	31.876	301.846	338.199	207.223	199.885	64.932	62.425	689.711	761.417
Variación y % Var.	(17.266)	-13,4%	(27.932)	-87,6%	(36.353)	-10,7%	7.338	3,7%	2.507	4,0%	(71.706)	-9,4%

Chile:

En Chile, nuestra filial Chilectra presenta un resultado de explotación de Ch\$111.766 millones, lo que representa una disminución de Ch\$17.266 millones respecto a igual período del año anterior, o el equivalente a un 13,4%. Lo anterior se debe principalmente a menor margen de compra venta de energía y a menor margen de otros negocios. Esta disminución se explica por un menor margen del negocio de energía por Ch\$9.861 millones, como consecuencia de la entrada en vigencia del Decreto N° 320 y Decreto N° 1 y a la disminución del margen de otros negocios por Ch\$5.303 millones, asociado a la menor actividad con grandes clientes y negocios de traslado de redes producto de la menor actividad post-terremoto. Las pérdidas de energía disminuyen en 0,3 pp respecto a igual período del año 2009 alcanzando un 5,8%. Las ventas físicas de energía crecieron un 4,1%, alcanzando los 13.098 GWh a diciembre del año 2010. El número de clientes aumentó en 31 mil, alcanzando los 1,6 millones en el presente período.

Argentina:

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta una disminución en el resultado de explotación de Ch\$27.932 millones, al pasar de Ch\$31.876 millones obtenido a diciembre del año 2009, a obtener Ch\$3.944 millones en el presente período. Lo anterior está principalmente explicado por menores ingresos por ventas producto de la disminución de los precios medios de venta, parcialmente compensado por el incremento de las ventas físicas, que aumentaron un 4,6% alcanzando los 16.759 GWh en el año 2010. Por otro lado, los costos fijos se incrementan principalmente por provisiones de multas e indemnizaciones a raíz de las interrupciones en el servicio eléctrico durante el año. La pérdida de energía se mantuvo en un 10,5% y el número de clientes aumentó en 48 mil, sobrepasando 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 13,6% a diciembre del año 2010 respecto a igual período del año pasado.

Brasil:

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó a Ch\$301.846 millones, que es un 10,7% menor respecto a los Ch\$338.199 millones obtenidos a diciembre del año 2009.

El resultado de explotación de Ampla fue de Ch\$120.689 millones, que comparado con el mismo periodo del año anterior presenta una disminución de Ch\$66.438 millones. Dicha disminución se debe principalmente a mayores costos de explotación por mayores provisiones por deterioro de cuentas por cobrar, Mayores costos de aprovisionamientos por Ch\$76.187 millones, en donde destaca el incremento de

Ch\$50.184 millones por compras de energía. Lo anterior está parcialmente compensado por mayores ingresos por Ch\$33.622 millones, debido al incremento de las ventas físicas, en un 5,7%, alcanzando los 9.927 GWh en el presente año y disminuido, en parte, por el menor precio medio de venta de energía en moneda local. Las pérdidas de energía disminuyeron en 0,7pp pasando de un 21,2% a un 20,5%. El número de clientes en Ampla aumentó en 49 mil superando los 2,5 millones de clientes.

Por otra parte en Coelce el resultado de explotación aumentó en Ch\$30.010 millones, alcanzando este periodo Ch\$181.283 millones. Este aumento en el resultado operacional se debe principalmente a un mayor precio medio de venta de energía en moneda local, mayores ingresos por peajes y al incremento de las ventas físicas en un 12,6%, alcanzando a diciembre 2010 los 8.850 GWh. Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento de los costos de compra de energía producto de las mayores ventas y al aumento en las pérdidas de energía que pasaron de un 11,6% a diciembre 2009 a un 12,1% en el presente periodo. El número de clientes en Coelce aumentó en 129 mil alcanzando los 3,1 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos de un 7,5% a diciembre 2010 respecto a igual periodo del año 2009.

Colombia:

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa durante este periodo alcanzó a Ch\$207.223 millones, lo que representa un aumento de Ch\$7.338 millones o el equivalente a un 3,7% respecto a igual periodo del año anterior. Este aumento se debe principalmente a un mayor margen de compra-venta de energía en el período y al incremento de las ventas físicas del 3,3%, llegando a 12.515 GWh en el presente periodo. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución de los otros ingresos de explotación y a mayores costos por compras de energía por el aumento de las ventas y el incremento de 0,1pp en las pérdidas de energía. El número de clientes aumentó en 73 mil superando los 2,5 millones a diciembre de 2010.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos períodos, produce un incremento en pesos chilenos de un 2,7% a diciembre 2010 respecto a diciembre 2009.

Perú:

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch\$64.932 millones, superior en Ch\$2.507 millones al obtenido en igual periodo del año anterior, en el que se alcanzó los Ch\$62.425 millones. Este incremento se debe principalmente a la mayor venta de energía, que subió un 7,2%, alcanzando los 6.126 GWh en el presente periodo y al aumento de los ingresos por otras prestaciones de servicios; todo ello, parcialmente compensado por un peor margen de venta. Las pérdidas de energía se incrementan en 0,2 p.p., llegando a un 8,3% en el período. El número de clientes aumentó en 37 mil, hasta los 1,1 millón de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos, de un 2,2% a diciembre 2010 respecto a igual período del año 2009.

En resumen, los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis, para los períodos terminados a diciembre de 2009 y 2010, se muestran a continuación:

Detalle resultado de explotación (en millones de pesos)

Empresas	Diciembre de 2010			Diciembre de 2009		
	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación
Endesa Chile	2.435.382	(1.544.659)	890.723	2.418.919	(1.401.989)	1.016.930
Cachoeira Dourada	115.663	(39.800)	75.863	88.300	(37.671)	50.629
CGTF	150.371	(91.257)	59.114	138.595	(54.669)	83.926
Cien	98.909	(70.853)	28.056	97.961	(49.969)	47.992
Chilectra S.A.	1.016.997	(905.231)	111.766	1.089.515	(960.483)	129.032
Edesur S.A.	295.539	(291.595)	3.944	327.088	(295.212)	31.876
Edelnor S.A.	307.159	(242.227)	64.932	302.295	(239.870)	62.425
Ampla	1.046.387	(925.698)	120.689	1.012.342	(825.215)	187.127
Coelce	940.654	(759.371)	181.283	767.993	(616.720)	151.273
Codensa S.A.	785.890	(578.667)	207.223	741.168	(541.283)	199.885
Cam Ltda.	132.194	(132.925)	(731)	155.756	(153.467)	2.289
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	10.835	(2.937)	7.898	10.464	(4.103)	6.361
Synapsis Soluc. y Servicios Ltda.	66.070	(69.143)	(3.073)	74.509	(66.716)	7.793
ICT	2.398	(2.479)	(81)	-	-	-
Holding Enersis y soc. inversión	21.854	(44.291)	(22.437)	14.987	(35.132)	(20.145)
Ajustes de consolidación	(862.721)	841.853	(20.868)	(767.836)	737.888	(29.948)
Total Consolidado	6.563.581	(4.859.280)	1.704.301	6.472.056	(4.544.611)	1.927.445

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a Ch\$270.605 millones, lo que representa un menor gasto de un 12,5% respecto a igual periodo del año anterior, o el equivalente a Ch\$38.651 millones. Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$11.567 millones como consecuencia principal el aumento de ingresos por mayores colocaciones de efectivo durante el presente período.

Menores gastos financieros por Ch\$44.114 millones producto de una menor deuda media y a menor tasa promedio existente durante el año 2010 respecto a igual período del año 2009.

Menor gasto por diferencias de cambio que presentan una variación positiva de Ch\$19.807 millones, que provienen principalmente de Chile, Argentina y Brasil. En Chile por el efecto de la tasa de cambio del peso chileno respecto al dólar, el cual se ha revaluado en el período un 8% (en comparación con una revaluación del 25% en igual periodo del año pasado), que impacta sobre los activos o pasivos netos mantenidos en dólares. En Argentina durante el presente período, el peso argentino se ha devaluado aproximadamente un 4% respecto al dólar (en comparación con una devaluación de aproximadamente 9% en igual periodo del año pasado), cuyo efecto en los activos y la deuda en dólares es de menores pérdidas por Ch\$25.523 millones (utilidad de Ch\$8.209 millones en el 2010 y pérdida de Ch\$17.314 millones en el 2009). Por otra parte, en Brasil en el período el real brasileño se ha revaluado casi un 5% (comparado con una revaluación de más de 30% en igual periodo del año anterior), lo que se traduce en reconocer una menor utilidad de Ch\$17.740 millones (pérdida de Ch\$3.716 millones en el año 2010 y utilidad de Ch\$14.025 millones en igual periodo del año 2009).

Lo anterior está parcialmente compensado por:

Mayores gastos por unidades de reajuste por Ch\$36.837 millones debido al efecto negativo 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 a que durante el año 2010 la UF ha aumentado su valor en un 2,4% comparado con una disminución del 2,4% que mostraba en igual período del año anterior.

Resultado en ventas de activos

El resultado en venta de activos presenta una menor utilidad de Ch\$38.721 millones en el presente año, debido principalmente a que en el año 2009 se reconocieron las utilidades por las ventas de acciones en la Empresa Eléctrica de Bogotá por Ch\$28.114 millones y la venta de cartera de crédito de Condensa por Ch\$12.784 millones.

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un menor gasto de Ch\$13.730 millones al 31 de diciembre del año 2010 debido principalmente a la disminución en Ampla por Ch\$23.752 millones, Gas Atacama por Ch\$13.253 millones, CGTF por Ch\$10.331 millones, Edesur por Ch\$9.992 millones, Cien por Ch\$4.341 millones y Pangué por Ch\$2.549 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por los aumentos en Enersis por Ch\$27.856 millones, Costanera por Ch\$7.184 millones, Emgesa por Ch\$6.863 millones, Pehuenche Ch\$5.512 millones y Chilectra por Ch\$2.235 millones.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de Ch\$)	Dic-10	Dic-09	Variación Dic-10 y Dic-09	% Variación Dic-10 y Dic-09
Activos Corrientes	2.338.268	2.571.455	(233.187)	(9,1%)
Activos No Corrientes	10.667.577	10.638.685	28.892	0,3%
Total Activos	13.005.845	13.210.140	(204.295)	(1,5%)

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2010 una disminución de Ch\$204.295 millones respecto de diciembre 2009, esto se debe principalmente a:

- Los Activos Corrientes que presentan una disminución de Ch\$233.187 millones equivalente a un 9,1%, que se explica por:
 - Disminución del efectivo y efectivo equivalente en Ch\$173.546 millones debido principalmente a las disminuciones en depósitos a plazos en Codensa por Ch\$155.772 millones por pago de dividendos, Ampla por Ch\$101.282 millones por pago deuda, Emgesa por Ch\$86.356 millones por disminución de capital, CGTF por Ch\$27.934 millones por pago de obligaciones y Endesa Chile por Ch\$12.911 millones por pago de obligaciones. Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento principalmente de depósitos a plazo o pactos en Endesa Brasil por Ch\$125.705 millones, Chilectra por Ch\$88.888 millones, Enersis por Ch\$35.371 millones, Edelnor por Ch\$18.894 millones y Edesur por Ch\$17.165 millones.
 - Disminución de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en Ch\$103.868 millones, explicado principalmente por las disminuciones de los deudores por ventas en El Chocón por Ch\$35.964 millones, Ampla por Ch\$29.624 millones, Endesa Chile por Ch\$27.752 millones, Coelce por Ch\$14.244 millones y Emgesa por Ch\$13.489 millones, parcialmente compensado por los aumentos en Chilectra por Ch\$15.510 millones,

CGTF por Ch\$8.247 millones y Edelnor por Ch\$2.459 millones.

- Aumento de los activos por impuestos corrientes por Ch\$25.811 millones, debido principalmente por el mayor IVA crédito fiscal a recuperar y pagos a cuenta de impuesto a la renta, en Endesa Chile por Ch\$56.419 millones, parcialmente compensado por disminuciones en Endesa Eco por Ch\$13.432 millones, Cien por Ch\$6.687 millones y Gas Atacama por Ch\$7.987 millones.

Parcialmente compensado por:

- Aumento de los Activos No Corrientes en Ch\$28.892 millones equivalente a un 0,3% principalmente por:
 - Aumento de los derechos por cobrar por Ch\$124.591 millones principalmente por los aumentos en Ampla por Ch\$65.301 millones, El Chocón por Ch\$59.745 millones y Coelce por Ch\$18.450 millones, parcialmente compensado por la disminución en Edesur por Ch\$7.351 millones, Cien por Ch\$5.784 millones, Chilectra Ch\$2.594 millones y CGTF por Ch\$2.553 millones.
 - Aumento de los otros activos financieros no corrientes por Ch\$32.472 millones principalmente en Endesa Chile por Ch\$24.154 millones por los efectos de los derivados financieros, en Enersis por Ch\$4.913 millones por el aumento de los depósitos en garantía y en Coelce por Ch\$3.352 millones por el superávit del fondo de pensiones.
 - Disminución de propiedades, plantas y equipos, neto por Ch\$112.131 millones producto de la disminución por el efecto por conversión a pesos chilenos de las filiales cuya moneda funcional es distinta al peso chileno por aproximadamente Ch\$162.000 millones, por la depreciación del período en Ch\$338.040 millones, parcialmente compensado por las adiciones del período por aproximadamente Ch\$396.969 millones.
 - Disminución de las Plusvalías por Ch\$24.330 millones que corresponde a la variación de las monedas en que se registraron las plusvalías.

Pasivos (millones de Ch\$)	Dic-10	Dic-09	"Variación Dic-10 y Dic-09	% Variación Dic-10 y Dic-09
Pasivos Corriente	2.407.277	2.195.387	211.890	9,7%
Pasivo No Corriente	4.084.540	4.637.749	(553.209)	(11,9%)
Patrimonio Total	6.514.028	6.377.004	137.024	2,1%
Atribuible a los propietarios de la controladora	3.735.545	3.518.480	217.065	6,2%
Participaciones no controladas	2.778.483	2.858.524	(80.041)	(2,8%)
Total Patrimonio Total y Pasivos	13.005.845	13.210.140	(204.295)	(1,5%)

Los pasivos totales, incluyendo el patrimonio total de la Compañía presentan una disminución de Ch\$204.295 millones respecto a diciembre de 2009, esto se debe principalmente por la reducción de los pasivos no corrientes en Ch\$553.209 millones, parcialmente compensado por el aumento de los pasivos corrientes en Ch\$211.890 millones y por el aumento del patrimonio en Ch\$137.024 millones:

- El pasivo No corriente presenta una disminución de Ch\$553.209 millones, equivalente a un 11,9% explicado básicamente por:
 - Los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) disminuyeron en Ch\$518.487 millones, principalmente en Endesa Chile por Ch\$111.217 millones, pago de préstamo, en Ampla por Ch\$123.919 millones, por pago préstamo, pago de bonos más efecto por conversión, en Emgesa por Ch\$67.086 millones, en Cien por Ch\$60.094 millones, por pago préstamo y efecto conversión, en Coelce por Ch\$59.678 millones, traspaso al corto plazo y efecto de tipo de cambio, en

Costanera por Ch\$28.181 millones, por pago bancos y en Edesur por Ch\$15.375 millones por pago de bonos y traspaso al corto plazo. Esta disminución fue parcialmente compensado por los aumentos en Enersis por Ch\$9.629 millones por el efecto de los derivados de cobertura.

- Las otras cuentas por pagar no corrientes disminuyen en Ch\$31.673 millones principalmente en Ampla por Ch\$20.311 millones, Cien por Ch\$4.932 millones y San Isidro por Ch\$3.831 millones, por pagos por el LTSA.
- Los pasivos corrientes aumentan en Ch\$211.890 millones, equivalentes a un 9,7%, explicado principalmente por las variaciones en:
- Aumento de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$244.584 millones que corresponden básicamente al aumento en Codensa por Ch\$65.388 millones, en Ampla por Ch\$45.942 millones, Edesur por Ch\$44.762 millones, Coelce por Ch\$37.631 millones, Chilectra por Ch\$22.193 millones, Edelnor por Ch\$12.065 millones y Enersis por Ch\$8.285 millones.
 - Aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas en Ch\$36.246 millones, principalmente por incremento de dividendos a pagar a Endesa Latinoamérica por Ch\$17.051 millones y a mayores cuentas por pagar a GNL Chile por Ch\$23.428 millones.

El aumento de pasivos corrientes fue parcialmente compensado por:

- La disminución de los otros pasivos financieros corrientes (deuda financiera y derivados) en Ch\$63.430 millones, principalmente en Endesa Chile por Ch\$128.004 millones, por el pago de préstamos bancarios, en Codensa por Ch\$33.911 millones por pago de bonos y en Gas Atacama por Ch\$17.206 millones por pago de préstamos. Esto fue parcialmente compensado por el aumento en Ampla por Ch\$36.989 millones por aumento de préstamos y traspaso desde el largo plazo, en Emgesa por Ch\$30.722 millones, en Coelce por Ch\$25.864 millones por traspaso desde el largo plazo y El Chocón por Ch\$16.068 millones por aumento de préstamos.

El patrimonio total aumenta en Ch\$137.024 millones respecto a diciembre de 2009. La parte atribuible a los propietarios de la controladora aumenta en Ch\$217.065 millones que se explica principalmente por el efecto del resultado integral del período por Ch\$396.687 millones, en donde destaca el resultado de la dominante por Ch\$486.227 millones, reservas de conversión negativas por Ch\$83.694 millones, reserva de cobertura positiva por Ch\$14.683 millones y otras reservas negativas por Ch\$20.528 millones. Menos el pago del dividendo definitivo año 2009 y la provisión de dividendo mínimo del presente período equivalente a Ch\$179.622 millones.

Las participaciones no controladoras disminuyen en Ch\$80.041 millones, producto de los efectos netos de la ganancia del ejercicio por Ch\$614.462 millones, el otro resultado negativo integral del ejercicio por Ch\$55.384 y otros movimientos del patrimonio por Ch\$639.118 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador	Unidad	Dic-10	Dic-09	Variación	% Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,97	1,17	(0,20)	(17,1%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,94	1,14	(0,20)	(17,5%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(69,009)	376.068	(445.077)	(118,4%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	1,00	1,07	(0,07)	6,5%
	Deuda Corto Plazo	%	37,0%	32,0%	5,0%	(15,6%)
	Deuda Largo Plazo	%	63,0%	68,0%	-5,0%	(7,4%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	5,12	5,26	(0,14)	(2,7%)
Rentabilidad	Resultado explotación / Ingresos explotación	%	26,0%	29,8%	(3,8%)	(12,8%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	13,4%	20,0%	(6,6%)	(32,9%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	8,4%	9,7%	(1,3%)	(13,6%)

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2010 alcanzó 0,97 veces, presentando una disminución de 0,2 veces, equivalente a 17,1% respecto a diciembre de 2009. Lo anterior refleja a una compañía que sigue manteniendo una sólida posición de liquidez, con sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,00 veces al 31 de diciembre de 2010, disminuyendo un 6,5% respecto a diciembre de 2009.

La cobertura de costos financieros disminuyó 0,14 veces o el equivalente a un 2,7%, al pasar de 5,26 veces, en diciembre de 2009, a 5,12 veces en el presente período. Lo anterior es producto de la disminución del EBITDA que ha presentado la sociedad en el presente período, compensado en parte por la disminución de los costos financieros.

El índice de rentabilidad dado por el resultado de explotación sobre los ingresos de explotación baja en 12,8%, alcanzando un 26,0% a diciembre de 2010.

Por otro lado, la rentabilidad anualizada del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) es de un 13,4%, con una disminución del 32,9% respecto a diciembre 2009, en donde alcanzó el 20,0%. 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 9,7% en diciembre de 2009, a un 8,4% en diciembre de 2010, como consecuencia de la disminución en el resultado obtenido en el presente período compensado en parte por la disminución de los activos.

Principales Flujos De Efectivo

La sociedad generó durante el período un flujo neto negativo de Ch\$115.387 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	Dic-10	Dic-09	Variación dic-10 y dic-09	% Variación dic-10 y dic-09
de la Operación	1.943.415	2.038.330	(94.915)	(4,7%)
de inversión	(775.781)	(867.267)	91.486	10,5%
de Financiamiento	(1.283.021)	(1.308.406)	25.385	1,9%
Flujo neto del período	(115.387)	(137.343)	21.956	(16,0%)

Al 31 de diciembre de 2010, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo de Ch\$1.943.415 millones, mostrando una baja de 4,7% respecto a igual período del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por la utilidad del período por Ch\$1.100.688 millones, la cual se ajusta para conciliar el resultado por

Ch\$842.727 millones, dentro de este ajuste se encuentra la amortización, depreciación y deterioro de activos por Ch\$557.391 millones, intereses por Ch\$282.177 millones, gastos por impuestos por Ch\$346.007 millones, compensado en parte por el pago efectivo de impuestos de Ch\$349.297 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch\$775.781 millones, que comparado con igual período del año anterior representa una mayor caja equivalente a un 10,5% o Ch\$91.486 millones. Estos desembolsos corresponden principalmente a incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch\$473.922 millones, incorporación de activos intangibles (IFRIC 12) por Ch\$227.419 millones y otras inversiones por Ch\$94.842 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo por Ch\$1.283.021 millones, principalmente por pagos de préstamos por Ch\$740.287 millones, pago de dividendos por Ch\$556.087 millones y pago intereses por Ch\$244.596 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la obtención de préstamos por Ch\$263.125 millones.

Información propiedades plantas y equipos por compañía (millones de pesos)

Empresas	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y equipos		Depreciación	
	Dic-10	Dic-09	Dic-10	Dic-09
Endesa Chile	254.872	314.067	175.068	192.773
Cachoeira Dourada	4.668	2.922	7.383	7.218
CGTF	1.870	3.653	7.999	7.646
CIEN	1.884	-	29.986	18.060
Chilectra S.A.	31.148	43.846	21.191	20.276
Edesur S.A.	58.221	46.997	14.279	16.006
Edelnor S.A.	33.203	37.708	19.800	19.696
Ampla (*)	120.785	107.203	44.976	55.496
Coelce (*)	102.946	93.291	51.936	40.991
Codensa S.A.	76.255	68.834	59.143	55.084
Cam Ltda.	1.148	3.004	1.774	1.742
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	708	705	285	253
Synapsis Soluc. y Servicios Ltda.	3.326	3.906	3.084	2.851
Holding Enersis y sociedades de inversión	388	880	1.080	1.168
Total Consolidado	691.422	727.016	437.984	439.260

(*) 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 a 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 cuentas futuras 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 futuros, 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 de cumplimiento o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas en las que el Grupo ha intervenido.

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 con 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 51% al 31 de diciembre de 2010.

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:

	31-12-2010 %	31-12-2009 %
Tasa de interés fijo	51%	35%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	49%	64%
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 objeto 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 dólares y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

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

Riesgo de "commodities".

El Grupo Enersis se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en los mercados locales.

La compañía no ha realizado transacciones de instrumentos derivados de commodities para manejar las fluctuaciones de los combustibles, sin embargo, está permanentemente analizando y verificando la conveniencia de este tipo de cobertura, por lo cual no se puede descartar que en el futuro haga uso de este tipo de herramienta.

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 energía firme de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

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 sobrellevar 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 y 20 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo presenta 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. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$1.134.900.821 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$253.550.000 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 por 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 de deuda 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 los bancos en donde se realizan 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, los primeros.

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 90% 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 Montecarlo. 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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Tipo de interés	38.847.459	29.778.643
Tipo de cambio	539.575	3.860.371
Correlación	(2.695.024)	(7.740.115)
Total	36.692.010	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los años 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

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 de parte de subsidiarias relevantes, podrían resultar en un incumplimiento cruzado a nivel de Enersis y Endesa Chile, y en este caso, 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 de alguna de sus filiales más relevantes cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de 50 millones de dólares y cuyo monto en mora también excede el equivalente de 50 millones de dólares, podría dar lugar al pago anticipado de créditos sindicados. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en estas compañías o en alguna de sus filiales más relevantes, 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 o sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los 30 millones de dólares podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee.

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 de la deuda en moneda extranjera según la agencia clasificadora de riesgo Standard & Poor's (S&P), puede producir un cambio en el margen aplicable para determinar la tasa de interés, en los créditos sindicados suscritos en 2004 y en 2006, y en las líneas locales suscritas en 2009.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil 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).

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.



Estados financieros
resumidos de
empresas filiales



BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL

	Chilectra		Synopsis		IM Velasco		Cam	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Activos								
Activos Corrientes	308.282.584	201.194.118	27.547.119	28.912.134	32.323.759	29.801.117	71.769.555	80.290.795
Activos No Corrientes	1.153.691.583	1.194.415.123	10.385.607	16.922.968	35.782.164	35.598.877	25.904.845	26.207.497
Total Activos	1.461.974.167	1.395.609.241	37.932.726	45.835.102	68.105.923	65.399.994	97.674.400	106.498.292
Patrimonio Neto y Pasivos								
Pasivos Corrientes	171.286.364	147.471.992	15.618.790	17.358.762	3.422.178	3.722.228	45.136.731	45.563.544
Pasivos No Corrientes	196.967.970	219.826.811	1.915.098	3.154.269	1.623.485	1.924.456	6.707.851	8.592.112
Patrimonio Neto	1.093.719.833	1.028.310.438	20.398.838	25.322.071	63.060.260	59.753.310	45.829.818	52.342.636
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.093.717.171	1.017.715.435	19.877.774	24.844.652	34.819.876	31.685.739	45.792.157	52.358.012
Participaciones no controladoras	2.662	10.595.003	521.064	477.419	28.240.384	28.067.571	37.661	(15.376)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.461.974.167	1.395.609.241	37.932.726	45.835.102	68.105.923	65.399.994	97.674.400	106.498.292

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL

Ingresos de actividades ordinarias	1.003.001.004	1.066.239.632	66.028.200	74.415.264	10.546.195	9.871.348	131.410.554	153.436.664
Otros ingresos por naturaleza	13.996.491	23.275.445	41.442	92.500	288.828	592.667	783.509	2.319.945
Total de Ingresos	1.016.997.495	1.089.515.077	66.069.642	74.507.764	10.835.023	10.464.015	132.194.063	155.756.609
Materias primas y consumibles utilizados	(788.044.087)	(845.396.679)	(36.528.597)	(34.896.170)	(2.518.052)	(417.152)	(92.335.883)	(115.501.837)
Margen de Contribución	228.953.408	244.118.398	29.541.045	39.611.594	8.316.971	10.046.863	39.858.180	40.254.772
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.524.049	2.666.652	-	-	-	-	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(24.818.903)	(24.641.080)	(19.401.450)	(21.778.199)	(1.296.220)	(1.310.816)	(23.447.840)	(25.105.331)
Gastos por depreciación y amortización	(24.622.792)	(23.116.301)	(7.483.169)	(3.868.491)	(297.687)	(261.271)	(2.066.081)	(1.994.224)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(5.539.943)	(5.168.644)	77.915	(195.609)	3.239.877	-	(712.025)	(20.351)
Otros gastos por naturaleza	(64.729.067)	(64.826.993)	(5.807.464)	(5.976.859)	(2.064.675)	(2.114.021)	(14.363.023)	(10.845.892)
Resultado de Explotación	111.766.752	129.032.032	(3.073.123)	7.792.436	7.898.266	6.360.755	(730.789)	2.288.974
Otras ganancias (pérdidas)	(3.349)	12.133.587	(118.994)	(1.307)	436.380	1.986.752	1.795	223.748
Ingresos financieros	10.576.373	14.891.938	264.180	271.110	550.470	491.953	743.474	775.384
Costos financieros	(8.048.514)	(17.384.760)	(1.113.645)	(1.178.678)	(20.163)	(28.648)	(2.152.624)	(2.255.356)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	60.117.034	82.756.621	198	16	(34.432)	39.383	-	-
Diferencias de cambio	(211.551)	4.941.471	181.042	56.182	1.141	(1.146)	179.493	(837.111)
Resultados por unidades de reajuste	153.805	458.162	(480)	1.190	76.430	(71.614)	72.591	(74.421)
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	174.350.550	226.829.051	(3.860.822)	6.940.949	8.908.092	8.777.435	(1.886.060)	121.218
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(23.402.198)	(21.064.399)	(325.508)	(1.624.036)	(1.091.872)	(1.637.274)	72.547	(1.417.445)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	150.948.352	205.764.652	(4.186.330)	5.316.913	7.816.220	7.140.161	(1.813.513)	(1.296.227)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida)	150.948.352	205.764.652	(4.186.330)	5.316.913	7.816.220	7.140.161	(1.813.513)	(1.296.227)
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	150.948.050	203.309.227	(4.205.761)	5.287.505	5.595.574	4.915.357	(1.759.128)	(1.312.131)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	302	2.455.425	19.431	29.408	2.220.646	2.224.804	(54.385)	15.904
Ganancia (Pérdida)	150.948.352	205.764.652	(4.186.330)	5.316.913	7.816.220	7.140.161	(1.813.513)	(1.296.227)
Estado de Otros Resultados Integrales:								
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(29.661.899)	31.174.259	41.476	(2.919.928)	26.769	(20.708)	(589.482)	(1.604.067)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	121.286.453	236.938.911	(4.144.854)	2.396.985	7.842.989	7.119.453	(2.402.995)	(2.900.294)
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	121.286.151	236.283.506	(4.164.285)	2.367.577	5.622.101	4.894.649	(2.339.855)	(2.884.390)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	302	655.405	19.431	29.408	2.220.888	2.224.804	(63.140)	(15.904)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	121.286.453	236.938.911	(4.144.854)	2.396.985	7.842.989	7.119.453	(2.402.995)	(2.900.294)

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Capital emitido	367.928.682	367.928.682	3.943.580	3.943.580	25.916.800	25.916.800	2.572.038	2.572.038
Ganancias (pérdidas) acumuladas	998.431.191	892.535.070	18.679.450	22.837.271	18.553.488	15.419.351	59.328.371	65.065.739
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(273.209.004)	(243.314.619)	(2.745.256)	(1.936.199)	(9.650.412)	(9.650.412)	(16.108.252)	(15.279.765)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.093.717.171	1.017.715.435	19.877.774	24.844.652	34.819.876	31.685.739	45.792.157	52.358.012
Participaciones no controladoras	2.662	10.595.003	521.064	477.419	28.240.384	28.067.571	37.661	(15.376)
Total Patrimonio Neto	1.093.719.833	1.028.310.438	20.398.838	25.322.071	63.060.260	59.753.310	45.829.818	52.342.636

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL

Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	145.181.978	148.178.407	10.924.401	3.853.359	3.599.257	10.054.514	8.272.471	1.529.884
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	14.624.865	40.447.558	(6.249.529)	(4.334.504)	(1.441.169)	(10.058.730)	(1.149.429)	3.623.033
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(70.908.087)	(190.246.223)	(2.152.974)	1.592.028	(2.150.550)	-	(7.684.616)	(1.756.659)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Periodo	88.898.756	(1.620.258)	2.521.898	1.110.883	7.538	(4.216)	(561.574)	3.396.258
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(10.525)	(2.608)	(1.593.531)	(457.602)	-	-	(767.703)	(655.872)
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	17.933.851	19.556.717	4.635.250	3.981.969	13.936	18.152	5.260.841	2.520.455
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	106.822.082	17.933.851	5.563.617	4.635.250	21.474	13.936	3.931.564	5.260.841

	ICT		Distrilima		Edesur		Endesa Chile		Codensa		Endesa Brasil	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
	4.077.868	-	76.808.391	54.918.692	110.182.639	93.131.605	793.026.723	942.361.242	255.980.239	333.863.028	799.250.363	893.078.804
	233.684	-	356.670.398	363.706.049	320.842.717	320.067.184	5.241.845.082	5.226.991.370	885.875.047	882.909.627	2.469.692.998	2.406.346.709
	4.311.552	-	433.478.789	418.624.741	431.025.356	413.198.789	6.034.871.805	6.169.352.612	1.141.855.286	1.216.772.655	3.268.943.361	3.299.425.513
	3.372.931	-	78.464.053	61.140.186	226.189.613	170.584.075	960.989.752	981.101.681	269.331.660	235.651.234	748.074.888	577.155.133
	456.919	-	205.177.295	213.746.029	40.238.648	54.242.098	1.969.054.861	2.233.249.079	392.279.990	393.163.308	867.490.180	1.141.081.701
	481.702	-	149.837.441	143.738.526	164.597.095	188.372.616	3.104.827.192	2.955.001.852	480.243.636	587.958.113	1.653.378.293	1.581.188.679
	481.702	-	77.618.165	74.291.176	164.597.095	188.372.616	2.376.486.878	2.069.085.642	476.201.237	583.763.809	1.184.081.767	1.138.668.877
	-	-	72.219.276	69.447.350	-	-	728.340.314	885.916.210	4.042.399	4.194.304	469.296.526	442.519.802
	4.311.552	-	433.478.789	418.624.741	431.025.356	413.198.789	6.034.871.805	6.169.352.612	1.141.855.286	1.216.772.655	3.268.943.361	3.299.425.513
	2.174.853	-	286.654.227	286.037.460	287.867.341	318.293.459	2.397.944.527	2.406.367.778	757.935.491	684.930.692	1.948.848.504	1.723.986.093
	222.758	-	20.504.743	16.257.667	7.670.973	8.794.090	37.437.927	12.551.577	27.954.097	56.237.124	277.000.339	247.210.071
	2.397.611	-	307.158.970	302.295.127	295.538.314	327.087.549	2.435.382.454	2.418.919.355	785.889.588	741.167.816	2.225.848.843	1.971.196.164
	(584.834)	-	(193.646.086)	(185.706.532)	(142.565.611)	(153.916.681)	(1.191.327.819)	(976.145.889)	(426.625.508)	(393.206.055)	(1.292.520.389)	(1.057.983.477)
	1.812.777	-	113.512.884	116.588.595	152.972.703	173.170.868	1.244.054.635	1.442.773.466	359.264.080	347.961.761	933.328.454	913.212.687
	-	-	2.058.678	2.782.325	8.296.765	8.057.055	10.126.628	731.901	3.734.991	2.485.358	18.128.254	17.007.228
	(1.631.762)	-	(10.830.327)	(11.469.891)	(63.168.597)	(66.048.079)	(80.066.349)	(75.564.322)	(30.266.521)	(29.972.265)	(103.250.507)	(100.639.738)
	-	-	(20.685.044)	(20.509.380)	(14.796.493)	(16.515.805)	(179.007.900)	(196.142.075)	(61.869.543)	(58.955.335)	(142.719.290)	(131.888.428)
	-	-	(774.754)	(822.954)	(1.771.126)	(2.569.897)	(706.125)	(43.999.600)	(2.530.681)	(819.943)	(84.774.798)	(12.581.722)
	(262.289)	-	(18.349.605)	(24.143.832)	(77.589.301)	(64.218.481)	(103.677.256)	(110.868.779)	(61.109.969)	(60.815.070)	(162.819.132)	(171.518.051)
	(81.274)	-	64.931.832	62.424.863	3.943.951	31.875.661	890.723.633	1.016.930.591	207.222.357	199.884.506	457.893.071	513.591.976
	-	-	(21.095)	(117.804)	-	-	1.894.099	(25.294)	1.389.720	13.583.339	23.169	275.789
	1.709	-	1.621.266	2.245.332	9.324.258	6.866.221	10.083.190	25.315.918	9.289.334	9.885.040	130.698.904	100.508.792
	(4.205)	-	(12.549.137)	(12.867.928)	(16.070.345)	(12.048.619)	(142.256.150)	(188.368.384)	(35.637.190)	(39.051.936)	(191.832.046)	(185.207.858)
	-	-	-	-	911	1.633	91.673.758	98.457.836	-	-	-	-
	9	-	37.142	207.736	547.276	(444.447)	15.618.964	(17.017.325)	(104.317)	(101.401)	(2.092.696)	24.730.268
	-	-	-	-	-	-	(3.162.695)	9.275.308	-	-	-	-
	(83.761)	-	54.020.008	51.892.199	(2.253.949)	26.250.449	864.574.799	944.568.650	182.159.904	184.199.548	394.690.402	453.898.967
	64.679	-	(18.812.437)	(18.796.395)	635.038	(9.357.145)	(179.964.192)	(172.468.296)	(56.459.150)	(56.364.261)	(67.395.323)	(106.584.567)
	(19.082)	-	35.207.571	33.095.804	(1.618.911)	16.893.304	684.610.607	772.100.354	125.700.754	127.835.287	327.295.079	347.314.400
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	(19.082)	-	35.207.571	33.095.804	(1.618.911)	16.893.304	684.610.607	772.100.354	125.700.754	127.835.287	327.295.079	347.314.400
	(19.082)	-	18.187.969	17.266.563	(1.618.911)	16.893.304	533.555.794	627.053.406	124.802.668	127.667.675	224.154.924	237.683.532
	-	-	17.019.602	15.829.241	-	-	151.054.813	145.046.948	898.086	167.612	103.140.155	109.630.868
	(19.082)	-	35.207.571	33.095.804	(1.618.911)	16.893.304	684.610.607	772.100.354	125.700.754	127.835.287	327.295.079	347.314.400
	784	-	(7.345.419)	(25.748.978)	(22.156.639)	(69.561.194)	(40.031.369)	(49.118.348)	2.180.172	(92.745.582)	(86.901.887)	89.815.762
	(18.298)	-	27.862.152	7.346.826	(23.775.550)	(52.667.890)	644.579.238	722.982.006	127.880.926	35.089.705	240.393.192	437.130.162
	(18.298)	-	14.492.580	2.774.540	(23.775.550)	(52.667.890)	499.510.421	703.772.844	127.080.341	34.922.093	168.810.333	299.680.872
	-	-	13.369.572	4.572.286	-	-	145.068.817	19.209.162	800.585	167.612	71.582.859	137.449.290
	(18.298)	-	27.862.152	7.346.826	(23.775.550)	(52.667.890)	644.579.238	722.982.006	127.880.926	35.089.705	240.393.192	437.130.162
	500.000	-	32.841.625	32.841.625	135.477.599	135.477.598	1.331.714.085	1.331.714.085	3.934.010	3.934.010	226.099.641	226.099.641
	(18.298)	-	25.300.513	24.352.356	65.200.918	34.889.191	1.442.314.476	1.106.819.324	123.200.147	124.556.248	17.373.121	67.280.713
	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-
	-	-	19.476.027	17.097.195	(36.081.421)	18.005.827	(603.550.240)	(575.456.324)	349.067.080	455.273.551	940.609.005	845.288.523
	481.702	-	77.618.165	74.291.176	164.597.096	188.372.616	2.376.486.878	2.069.085.642	476.201.237	583.763.809	1.184.081.767	1.138.668.877
	-	-	72.219.276	69.447.350	-	-	728.340.314	885.916.210	4.042.399	4.194.304	469.296.526	442.519.802
	481.702	-	149.837.441	143.738.526	164.597.096	188.372.616	3.104.827.192	2.955.001.852	480.243.636	587.958.113	1.653.378.293	1.581.188.679
	(1.402.392)	-	63.622.889	47.591.800	91.143.636	56.253.825	855.694.121	995.569.962	208.631.668	193.011.008	475.979.401	446.620.847
	-	-	(31.541.579)	(37.948.391)	(58.350.279)	(45.766.514)	(416.493.151)	(441.455.387)	(117.143.354)	38.446.134	(228.890.675)	(203.348.891)
	1.402.392	-	(11.151.423)	(7.908.274)	(10.306.994)	(2.805.945)	(547.890.436)	(800.353.454)	(238.038.033)	(105.556.698)	(267.394.924)	(178.114.823)
	-	-	20.929.887	1.735.135	22.486.363	7.681.366	(108.689.466)	(246.238.879)	(146.549.719)	125.900.444	(20.306.198)	65.157.133
	-	-	(2.036.120)	(806.535)	(5.321.104)	(5.626.500)	(4.479.612)	(26.540.872)	(9.221.751)	4.276.464	(39.989.960)	(16.004.742)
	-	-	-	-	-	-	708	-	-	-	-	-
	-	-	7.898.726	6.970.126	28.163.140	26.108.274	446.438.229	719.217.980	232.157.435	101.980.816	370.334.645	321.182.254
	-	-	26.792.493	7.898.726	45.328.399	28.163.140	333.269.859	446.438.229	76.385.965	232.157.724	310.038.487	370.334.645

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 DE RECURSOS HUMANOS
Carlos Niño Forero
TELÉFONO (56-2) 675 2780

GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD
Ángel Chocarro García
TELÉFONO (56-2) 353 4685

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 SERVICIOS GENERALES
Francisco Silva Bafalluy
TELÉFONO (56-2) 353 4610

GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO
Eduardo López Miller
TELÉFONO (56-2) 353 4635

FISCAL
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56-2) 353 4631

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