



Una empresa del Grupo Enersis

Memoria Anual 2010

endesachile10



Endesa Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía "Endesa" y en 2005, se agregó el nombre de fantasía "Endesa Chile". La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 17 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2010, era de \$1.331.714.085 miles, representado por 8.201.754.580 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas, en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depositary Receipts (ADR), y en la Bolsa de Madrid (Latibex). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Endesa Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendían a \$6.034.872 millones al 31 de diciembre de 2010. Obtuvo ingresos operacionales por \$2.435.382 millones, un resultado operacional de \$890.724 millones y una utilidad después de impuestos de \$533.555 millones. Al término de 2010, la dotación de personal permanente de la empresa era de 2.213 trabajadores, de los cuales 1.151 se desempeñaban en Chile, 404 en Argentina, 430 en Colombia y 228 en Perú.

Endesa Chile

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
66	Factores de riesgo
72	Marco regulatorio de la industria eléctrica
88	Operaciones en Argentina
94	Operaciones en Brasil
98	Operaciones en Chile
112	Operaciones en Colombia
118	Operaciones en Perú
122	Inversiones y actividades financieras
130	Medio ambiente y desarrollo sostenible
134	Tecnología e innovación
140	Participación en filiales y coligadas y cuadro esquemático
146	Hechos relevantes consolidados
154	Identificación de las compañías filiales y coligadas
172	Declaración de responsabilidad
174	Estados financieros consolidados
270	Análisis razonado estados financieros consolidados
290	Estados financieros resumidos empresas filiales



Carta del Presidente

Estimado(a) accionista:

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria Anual y los Estados Financieros de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2010.

Permítanme compartir antes con ustedes algunas reflexiones. El año 2010 estuvo marcado por una serie de eventos que tendrán lugares destacados en las páginas de nuestra historia nacional. Será recordado como el año en que los chilenos supieron ponerse de pie para hacer frente a una de las peores tragedias que haya asolado a nuestro territorio. Será recordado también como el año en que conmemoramos nuestro Bicentenario como nación independiente, momento en que tuvimos la oportunidad de hacer un balance sobre los éxitos alcanzados y los desafíos que aún debemos enfrentar para entrar a las ligas de los países plenamente desarrollados.

En efecto, el terremoto y tsunami del 27 de febrero que afectó a gran parte de nuestro país, con especial crudeza en las regiones del Maule y Biobío, nos impusieron una de las pruebas más difíciles que hayamos debido enfrentar como empresa. Debíamos hacer todo lo posible para asegurarnos de que nuestros colaboradores estuvieran bien, y asegurarle al país la continuidad de nuestras vitales operaciones. Sabíamos que sin la energía eléctrica que generamos, el país y su gente difícilmente podrían acometer las complejas tareas de la reconstrucción.

Fue así como inmediatamente después de la tragedia, echamos a andar un plan de contingencia especial, que tuvo un especial foco en las personas. Tempranamente descubrimos que no teníamos que lamentar desgracias personales entre nuestros colaboradores, lo que nos permitió volcarnos con fuerza a revisar y asegurar el funcionamiento de cada una de nuestras centrales de generación.

Nos preocupaba, especialmente, lo sucedido con nuestras centrales en las zonas más afectadas. Nuestras operaciones en las cuencas del Maule, Laja y Biobío, que representan el 53,1% de la capacidad de Endesa Chile en el país, tienen sus instalaciones localizadas en las zonas aledañas al epicentro del sismo. Ninguna de ellas registró consecuencias de consideración y pudieron continuar con sus operaciones prácticamente de inmediato. Así, el 97,7% del total de nuestra capacidad instalada estuvo disponible a escasas horas de ocurrida la tragedia. Sin duda, esto significó una contribución más que significativa en esos duros momentos que vivía el país.

Pero también tuvimos que lamentar daños. La Central Bocamina I, que representa el 2,3% de nuestra capacidad y está emplazada en la comuna de Coronel, en la Región de Biobío, una de las zonas que más sufrió los embates del terremoto, fue la instalación que resultó dañada producto de los acontecimientos. Se produjo un hundimiento del suelo en algunos sectores de la planta, como también en parte de los pilotes que sostienen el ducto que transporta el agua para la refrigeración, lo que nos obligó a paralizar su operación temporalmente.



Jorge Rosenblut
Presidente

Tras realizar diversas pruebas de generación, el 10 de diciembre la unidad efectuó la primera sincronización con el SIC, tarea que se ejecutó de forma exitosa, para posteriormente quedar a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). Cabe señalar que en el proceso para reintegrar la central Bocamina I al SIC participaron aproximadamente 2.300 personas. Mi agradecimiento a cada una de ellas.

En la actualidad el 100% de nuestras instalaciones opera con normalidad, conforme a los estándares de seguridad que nos han caracterizado a lo largo de nuestra historia.

Pero junto con la rápida capacidad de reacción para asegurar la continuidad de nuestras operaciones de cara a los chilenos, quisimos ir más allá. En coordinación con las autoridades, acompañamos activamente las tareas de reconstrucción, coincidente con nuestra responsabilidad como ciudadano corporativo en el desarrollo del país por ya más de sesenta años.

En consecuencia, nuestra matriz Enersis destinó US\$10 millones al fondo de reconstrucción activado por el gobierno, destinándose los recursos a la reconstrucción de la infraestructura de las escuelas más afectadas por el terremoto.

Endesa Chile, como parte del Grupo Enersis, no dudó en estar presente en la campaña "Chile Ayuda a Chile", llevando adelante un plan de ayuda consistente en 550 millones de pesos y 22 toneladas de alimentos y productos de primera necesidad, estos últimos destinados a la comuna de Coronel.

Todas estas medidas resultaron cruciales para volver a poner de pie y en funcionamiento al país. Sin embargo, hay una que me enorgullece en particular, y tiene que ver con la iniciativa de cientos de nuestros trabajadores. Bajo el alero de Endesa Chile, en tiempo récord fueron capaces de organizarse y poner en marcha la campaña "Unidos por Chile", desarrollando una serie de actividades de voluntariado, tanto en Coronel como en la comuna de San Miguel, en Santiago. Como resultado de estas iniciativas, nuestros colaboradores construyeron viviendas de emergencia para las familias más afectadas, retiraron escombros en puntos críticos y donaron más de 1.600 canastas con alimentos y productos de higiene a familias de los sectores mencionados.

A poco más de un año de los acontecimientos que sacudieron al país, nos sentimos muy orgullosos de la entereza mostrada por cada uno de los afectados, en especial por los familiares de las víctimas. También vemos con satisfacción el liderazgo que asumimos como empresa durante el difícil proceso de reconstrucción que aún sigue en marcha. Como país hemos sido capaces de levantarnos. Dimos una lección de unidad, prolijidad y capacidad de coordinación entre toda la sociedad, incluyendo a las autoridades, ciudadanía y el sector privado.

Lejos de detenernos, el 27 de febrero nos dio una oportunidad que estuvimos dispuestos a tomar como sociedad, asumiendo el desafío de no solo reconstruir Chile, sino hacerlo de mejor manera. Las autoridades han sido explícitas en señalar que la gran meta país es transformar a Chile en un país desarrollado durante la próxima década. Y han sido claras en señalar, también, que para lograrlo es necesario duplicar nuestra matriz energética en los próximos diez a doce años.

De esta forma, durante 2010 se abrió una gran oportunidad para que el país responda de forma serena pero decidida a la pregunta sobre cuál es la matriz energética que requiere para seguir creciendo y alcanzar el pleno desarrollo. Proveer la energía

necesaria para que Chile crezca con tasas iguales o superiores al 6% anual es una empresa enorme. En la práctica implicará duplicar, en los próximos 12 años, la actual disponibilidad energética. Es decir, Chile necesita construir en 12 años lo que se hizo durante los últimos 113 años, cuanto se instaló el primer MW de nuestro sistema.

Actualmente, el escenario energético se ha visto enfrentado a una de las peores sequías de las últimas cuatro décadas, lo que subraya la importancia del desafío que tenemos por delante. Permítanme que me detenga un momento en este punto, ya que estamos enfrentados a múltiples tareas. No se puede alcanzar la meta del desarrollo si, como decíamos, no se duplica nuestra matriz en la próxima década. Pero dicho crecimiento energético debe ir acompañado de las inversiones necesarias para enfrentar las coyunturas que las estacionalidades climáticas nos presentan cada cierto tiempo. Todo esto debe ir acompañado de un desarrollo acorde en nuestro sistema de transmisión. Y la sustentabilidad, estimados Accionistas, es una obligación. Endesa Chile está plenamente capacitada para participar de este proceso desde el sector privado. Somos parte del Grupo ENEL-ENDESA, uno de los principales conglomerados energéticos a nivel mundial, lo que nos dota de una experiencia y cobertura únicas en nuestra industria.

Hoy, el Sistema Interconectado Central (SIC), que surte de electricidad a prácticamente el 90% de la población chilena, tiene más de 11.500 megavatios de capacidad. Por lo tanto, al 2024 tendremos que haber totalizado unos 23.000 megavatios. Esto significa un emprendimiento que podría superar los 40 mil millones de dólares.

Un primer aspecto a considerar es que la meta debe venir necesariamente de la mano de un fuerte impulso a la competitividad del país. Chile tiene una economía abierta al mundo y, por lo mismo, debe tener acceso a energías que sean ambientalmente amables, masivas y a precios competitivos. No sólo la actividad económica lo requiere, también los presupuestos de los hogares chilenos.

El país tiene que considerar el aporte que harán las energías renovables no convencionales. Se trata de fuentes energéticas que deberán contribuir al desafío de duplicar nuestra matriz, y de reducir las emisiones con efecto invernadero que se generan en Chile. Esto nos obliga a atender el desafío de su "intermitencia" junto con sus menores factores de planta. Es el caso de la energía solar o la eólica, las cuales dejan de producir electricidad cuando oscurece o deja de correr el viento. Tendrá que haber un mayor aporte de estas energías, pero ello debe hacerse cuidando la seguridad de suministro, además de los bolsillos del país y de los consumidores. Es precisamente por esto que algunos países, entre los que se encuentra Estados Unidos, han comenzado a cambiar el concepto de "Energías Renovables No Convencionales" para utilizar el de "Energías Limpias", entre las que se incluyen los proyectos Hidroeléctricos de gran escala, los que utilizan Gas Natural y la tecnología de Carbón Limpio, que ofrecen menores costos y mayor competitividad.

Ciertamente, tendremos que decidir sobre cuál es el mix más adecuado según los objetivos que se proponga el país. Parece importante abrir ahora el debate sobre el financiamiento de las tecnologías que permitan el aprovechamiento de las energías que tenemos a mano, su competitividad y precios de generación, así como sobre sus impactos, en particular sobre el medio ambiente. Hay que decidir pronto, porque es ahora cuando debemos comenzar a trabajar para llegar al 2024 con los 11.500 megavatios adicionales que Chile requiere para cruzar el umbral que nos separa de las naciones desarrolladas.

Estimados Accionistas: en atención a las prioridades del siglo XXI, la hidroelectricidad aparece como una de las más ventajosas para el país, por ser competitiva, renovable, autóctona y 100% limpia. De ahí la relevancia país del proyecto HidroAysén, impulsado por nuestra compañía, que además tiene un alto factor de planta, que alcanza el 75%. Dicha cifra es muy superior al 50% a 60% que presentan otras energías de base, y al 18% a 30% de energías intermitentes, como la eólica.

La puesta en marcha de HidroAysén aportará 2.750 MW al SIC, lo que equivale a cerca del 40% del consumo actual del país, y lo transforma en un factor clave de cara a las proyecciones de desarrollo sustentable y crecimiento trazadas por las autoridades.

Se trata de un proyecto sustentable, que incorpora a la comunidad de Aysén y es compatible con otras actividades, como el turismo, la pesca, la ganadería y la industria forestal. Es renovable, ya que las centrales no agotan la fuente hídrica al utilizarla y devuelven la totalidad del agua que usan a los cauces naturales de los ríos.

Creo que atrevernos a desarrollar -de manera eficiente, sustentable y armónica- los generosos recursos hídricos con que ha sido bendito nuestro país, nos ayudará a cumplir las metas que nos hemos planteado. Chile tiene un gran potencial hidroeléctrico por aprovechar, el cual asciende a 25.000 MW, quizás la mitad económica y ambientalmente viables. Existe, por lo tanto, abundante energía 100% limpia, renovable y autóctona para cumplir con los objetivos de crecimiento planteados. No usarla sería, a todas luces, un despropósito.

Por lo tanto, para dar el salto final al desarrollo, será necesario incluir toda la energía base que necesita el país, añadiendo decididamente aquellas iniciativas que desarrollarán energías masivas, competitivas, ambientalmente más amables y de alto factor de planta, como son los grandes proyectos hidroeléctricos.

Ejercicio 2010

En lo que respecta al comportamiento de nuestra compañía durante el ejercicio 2010, Endesa Chile registró un resultado neto de \$533.556 millones, cifra que representó una disminución de 14,9% respecto al periodo anterior, oportunidad en la que reportó utilidades por \$627.053 millones. Esto se explica, principalmente, por un incremento de 30,3% en los costos de aprovisionamientos y servicios, debido a mayores compras de energía y a un aumento del costo de transporte.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, sumó un total de \$1.070.438 millones, un 14,8% menos que los \$1.257.072 millones registrados en 2009.

El resultado financiero mejoró en 29,9%, o el equivalente a \$51.077 millones respecto al cierre de diciembre del periodo anterior.

En cuanto a inversiones, nuestra casa se encuentra construyendo dos proyectos de generación, Bocamina II y El Quimbo, además de una serie de otras iniciativas en estudio que presentan diferentes grados de avance.

Como consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010, la Central Bocamina II, térmica a carbón de 370 MW emplazada en la comuna de Coronel, verá postergada su fecha de puesta en servicio. La severidad del sismo implicó problemas en algunos frentes de la obra y la necesidad de realizar una inspección para evaluar los impactos. La unidad entraría en operación comercial hacia fines del presente año.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación desde diciembre de 2014 a noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa, con una capacidad de 400 MW y una obligación de suministro de energía de hasta 1.650 GWh/año. Actualmente, los contratos principales correspondientes a Obras Civiles y a la Fabricación, Suministro y Montaje del Equipamiento, se encuentran adjudicados al Consorcio Impregilo-OHL y al Consorcio Alstom-Schrader Camargo (ASC), respectivamente.

Dentro de los proyectos en estudio se encuentra HidroAysén, actualmente en tramitación ambiental. La iniciativa se desarrolla a través de Centrales Hidroeléctricas de Aysén (donde Endesa Chile posee un 51% de la propiedad y Colbún el restante 49%) y consiste en la construcción de un complejo hidroeléctrico de 2.750 MW de capacidad. El 25 de noviembre de 2010 se recibió y publicó en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Tercer Informe Consolidado de Solicitudes de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) proveniente de la revisión de la Adenda N°2. El 26 de noviembre de 2010 el SEA autorizó la ampliación del plazo hasta el 15 de abril de 2011, para la entrega de la Adenda N°3.

En estudio también se encuentra Neltume, central de pasada sin inundación de 490 MW, ubicada en la comuna de Panguipulli, en la Región de Los Ríos. El Estudio de Impacto Ambiental del proyecto fue ingresado a trámite al Servicio de Evaluación Ambiental el pasado 2 de diciembre, y recientemente recibió su primer ICSARA.

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 a través de nuestra matriz Enersis, me refiero a ENEL-ENDESA.

Sostenibilidad

En materia de sostenibilidad, seguimos profundizando nuestra vocación por el desarrollo sostenible. El Informe de Sostenibilidad 2009 obtuvo la máxima calificación del Global Reporting Initiative (A+), siendo publicado en abril de 2010 en la página web de la compañía y distribuido en medio magnético durante la Junta Ordinaria de Accionistas y a sus principales grupos de interés. Asimismo, se elaboró la memoria de Fundación Pehuén, Fundación San Ignacio del Huinay y Endesa Eco, las cuales fueron distribuidas a sus principales públicos de interés.

Durante el primer semestre de 2010, se llevaron a cabo talleres piloto de mapeo de grupos de interés en el marco de la estrategia de Stakeholder Engagement. Con los resultados se desarrollará una estrategia de relacionamiento con cada uno de ellos, de manera de cumplir a cabalidad con nuestra política de transparencia.

En otro ámbito, se reportaron los avances realizados en la aplicación de los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas a través de la Comunicación de Progreso (COP) de Endesa Chile en el que, por cuarto año consecutivo, la compañía obtuvo la máxima calificación.

Respecto a los estándares ambientales, durante el cuarto trimestre se certificaron los sistemas de gestión ambiental (SGA) en la Norma ISO 14.001, correspondientes a 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 de Endesa Chile tenía su SGA certificado en dicha norma.

Queridos accionistas: el año 2010 nos deja lecciones muy profundas, particularmente a partir del terremoto y tsunami que vivimos en Chile. Fuimos capaces de asumir un rol de liderazgo y participar activamente en el desafío de la reconstrucción, sin postergar nuestros planes de crecimiento, y cumpliendo a cabalidad con nuestro principal objetivo: dotar de energía eléctrica a todo un país. Nuestro proceso de internacionalización ha seguido adelante, manteniendo el rol de liderazgo en cada uno de los países donde participamos, no sólo desde una perspectiva empresarial sino como actores sociales, comprometidos con el bienestar de las sociedades que formamos parte.

Somos una empresa con una destacada presencia en América Latina y pertenecemos a uno de los más importantes grupos energéticos del mundo. Alcanzar el futuro que proyectamos pasará, sin duda, por seguir fortaleciendo esta vocación internacional.

La experiencia adquirida en 2010 representa el mejor aliciente para mirar con absoluta confianza y optimismo el porvenir de nuestra compañía. Es por eso que seguiremos trabajando con pasión y compromiso por llevar adelante cada uno de los proyectos en curso, contribuyendo al crecimiento de nuestra compañía y al bienestar de los países donde operamos.



Jorge Rosenblut
Presidente



Hitos 2010





Fitch Ratings mejora clasificación de riesgo

Durante enero, Fitch Ratings subió la clasificación internacional en moneda extranjera de Endesa Chile a BBB+ desde BBB, y elevó la clasificación de largo plazo en escala nacional a AA(cl) desde AA-(cl). En esta misma línea, mejoró las clasificaciones en escala nacional de los Efectos de Comercio a F1+/AA(cl) desde F1+/AA-(cl), manteniendo el Outlook en Estable.

Standard and Poor's eleva calificación

S&P subió en febrero la clasificación internacional de crédito corporativa y de deuda senior de Endesa Chile a BBB+ desde BBB, con perspectivas estables. La agencia explicó que "las calificaciones son el reflejo del sólido perfil de riesgo de la generación eléctrica en Chile, como también, de la generación de flujo de caja en nuestro país, de los moderados niveles de deuda consolidada, de un saludable nivel de cobertura de deuda y de una buena liquidez y flexibilidad financiera".

Medalla de Plata en el Sustainability Yearbook 2010

La compañía obtuvo la categoría Plata -Sam Silver Class- en el prestigioso ranking de sostenibilidad Sustainability Yearbook 2010, situándose entre las seis mejores empresas eléctricas del mundo en este campo.

Central San Isidro aumenta capacidad instalada a 399 MW

La Central Termoeléctrica San Isidro II, que opera en la Región de Valparaíso, inició sus operaciones durante 2010 con una capacidad máxima de 399 MW. La unidad de ciclo combinado aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permiten operar de forma dual (GNL y petróleo).

Ayuda post terremoto 27/2

Tras el terremoto y maremoto que afectó la zona centro sur de Chile el 27 de febrero de 2010, Endesa Chile desarrolló diversas acciones para ir en ayuda de los damnificados. La compañía envió durante los primeros días de marzo, 22 toneladas con artículos de primera necesidad a cerca de 3 mil familias de la comuna de Coronel, Región del Biobío. Al mismo tiempo, nuestra matriz Enersis, se sumó a la campaña Chile ayuda a Chile con la entrega de \$550 millones y Endesa (España) se comprometió con la donación de US\$10 millones al Fondo Nacional de Reconstrucción.

Feller Rate sube rating local de Endesa Chile

La clasificadora de riesgo elevó de AA- a AA la nota de la solvencia, los bonos, la línea de bonos y las líneas de efectos de comercio de la compañía, ratificando el rating de las acciones en Primera Clase Nivel 1. Las perspectivas de la clasificación siguen siendo estables.



Publicación del libro que rescata tradiciones de Canela

En junio se publicó el libro *Leyendas y Tradiciones de Canela*, obra que reúne trece relatos de historias y personajes que dan cuenta de la riqueza cultural que tiene el pueblo de Canela, situado en la Región de Coquimbo. El documento contó con el respaldo de Endesa Chile y es parte de las acciones que contempla un convenio de trabajo en el marco del proyecto Parque Eólico Canela II y que firmaron la Municipalidad de Canela y la compañía, a través del programa Energía para la Educación.

Contrato de suministro para abastecer proyecto minero Caserones

Endesa Chile y Minera Lumina Copper Chile S.A. formalizaron, en julio, 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.

Acuerdo para mejorar la calidad de la educación de niños y jóvenes

Endesa Chile y el Grupo Santillana concretaron un importante convenio que busca potenciar el hábito de la lectura y la comprensión de los textos, para ser implementado en las escuelas que forman parte del programa Energía para la Educación. El proyecto contempla la implementación de un moderno sistema que involucra entrega de bibliotecas de aulas y capacitación especial a profesores.

Endesa Chile firma acuerdo Iguala.cl con el Sernam

La compañía suscribió, en septiembre, 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, que refleja el alto compromiso que mantienen con sus accionistas y públicos de interés, así como las buenas prácticas y políticas de Gobierno Corporativo, obtuvo 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. Endesa Chile se ubicó en la tercera posición con 74,3 puntos.



Endesa Chile invertirá US\$837 millones en construcción de El Quimbo

A través de la filial Emgesa, la compañía construirá una central hidroeléctrica de 400 MW de capacidad en el mercado colombiano. La unidad generará cerca de 2.210 GWh/año.

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

La compañía sometió al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región del Maule, durante octubre, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Línea de Transmisión Eléctrica Central Hidroeléctrica Los Cóndores-Subestación Ancoa, iniciativa que permitirá conectar la futura Central Hidroeléctrica Los Cóndores con el Sistema Interconectado Central (SIC), principal red eléctrica del país que abastece a más del 90% de la población.

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 ceremonia de premiación se desarrolló en noviembre.

EIA de Central Hidroeléctrica Neltume

La compañía reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume, incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación. 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.

Adjudicación de recursos para el desarrollo comunitario de Coronel

En una ceremonia que contó con la participación de representantes municipales y los propios vecinos beneficiados, Endesa Chile cerró la tercera versión del programa de fondos concursables dirigidos a organizaciones sociales de Coronel, denominado Mesa Tripartita. Las iniciativas financiadas en el año beneficiaron en su conjunto a más 2.800 personas de los sectores La Colonia, Lo Rojas y Cerro Obligado.



Endesa Chile destaca a niños del Maule que participaron en programa para mejorar comprensión lectora


Una grata sorpresa recibieron los alumnos de las escuelas El Colorado, La Mina, Los Álamos y Paso Nevado de la comuna de San Clemente, Región del Maule, luego que Endesa Chile, a través de su programa Energía para la Educación, y el Grupo Santillana, los distinguiera por el esfuerzo y compromiso mostrado durante la iniciativa denominada "Desarrollo de Competencias Fundamentales para la Vida". La iniciativa benefició a 300 alumnos de San Clemente.

Parque Eólico Canela bate por cuarta vez en el año record de generación

Los altos vientos dominantes durante diciembre en la localidad de Canela, Región de Coquimbo, y la adecuada operación realizada por la compañía, permitieron que el 12 de diciembre el Parque Eólico Canela alcanzara un nuevo record de generación diaria al conseguir 1.602,1 MWh.

Inicio de la tramitación ambiental del proyecto Línea de Alta Tensión Subestación Neltume-Pullinque

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.

An aerial photograph of a large industrial facility, likely a refinery or chemical plant, set against a backdrop of rolling hills and a clear sky. The facility features numerous large circular tanks, blue-roofed buildings, and complex piping. A large white speech bubble is superimposed over the center of the image, containing the text. The overall scene is brightly lit, suggesting a clear day.

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)				
	2006 (1)	2007 (1)	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)
Activo Total	5.284.687	5.678.830	6.678.905	6.169.353	6.034.872
Pasivo Total	2.555.188	2.616.269	3.976.951	3.214.351	2.930.045
Ingresos de Explotación	1.337.121	1.726.964	2.536.388	2.418.919	2.435.382
EBITDA	680.874	765.028	1.060.768	1.257.072	1.070.438
Resultado Neto (3)	189.541	192.439	433.177	627.053	533.556
Índice de Liquidez	0,91	0,97	0,92	0,96	0,83
Coficiente de Endeudamiento (4)	0,94	0,94	1,47	1,09	0,94

- 1) Estados financieros confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile.
- 2) 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 Endesa Chile tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto a partir de 2008 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.
- 3) A partir de 2008, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
- 4) Pasivo total/patrimonio más interés minoritario.

	Al 31 de diciembre de cada año				
	2006	2007	2008	2009	2010
ARGENTINA					
Número de Trabajadores	316	323	325	332	404
Número de Unidades Generadoras	20	20	20	20	20
Capacidad Instalada (MW)	3.639	3.644	3.652	3.652	3.652
Energía Eléctrica Generada (GWh)	13.750	12.117	10.480	11.955	10.940
Ventas de Energía (GWh)	13.926	12.406	11.098	12.405	11.378
CHILE					
Número de Trabajadores	789	841	1.123	1.172	1.151
Número de Unidades Generadoras	50	63	65	110	107
Capacidad Instalada (MW)	4.477	4.779	5.283	5.650	5.611
Energía Eléctrica Generada (GWh)	19.973	18.773	21.267	22.239	20.914
Ventas de Energía (GWh)	20.923	19.212	21.532	22.327	21.847
COLOMBIA					
Número de Trabajadores	376	399	404	415	430
Número de Unidades Generadoras	28	28	29	29	30
Capacidad Instalada (MW)	2.779	2.829	2.895	2.895	2.914
Energía Eléctrica Generada (GWh)	12.564	11.942	12.905	12.674	11.283
Ventas de Energía (GWh)	15.327	15.613	16.368	16.806	14.817
PERÚ					
Número de Trabajadores	200	206	219	224	228
Número de Unidades Generadoras	24	24	24	25	25
Capacidad Instalada (MW)	1.426	1.468	1.467	1.667	1.668
Energía Eléctrica Generada (GWh)	6.662	7.654	8.102	8.163	8.466
Ventas de Energía (GWh)	6.767	7.994	8.461	8.321	8.598



Identificación de la
compañía y documentos
constitutivos





1. Identificación de la compañía

Nombre	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA o ENDESA CHILE)
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Abierta inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile con el número 114.
RUT	91.081.000-6
Dirección	Santa Rosa 76
Código Postal	833-0099 SANTIAGO
Teléfono	(56-2) 6309000
Fax	(56-2) 6354720 (56-2) 6353938
Casilla	1392, Santiago
Sitio Web	www.endesa.cl
Correo Electrónico	comunicacion@endesa.cl
Teléfono Relación con Inversionistas	(56-2) 6342329
Fax Relación con Inversionistas	(56-2) 6354980
Audidores Externos	KPMG Auditores Consultores Ltda.

2. Documentos constitutivos

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

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

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

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

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

Debe mencionarse, al mismo tiempo, la modificación de 1992, que amplió el objeto social, permitiendo a la compañía realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar, para ello, directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero. También se cuenta la modificación de 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía "Endesa" y elevó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales, a través del mecanismo de los ADR, y que adaptó sus estatutos a las nuevas normas introducidas por la Ley N°19.301

al Decreto Ley N°3.500, de 1980, lo que permitió -entre otras adecuaciones- incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la de 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las dificultades entre los accionistas o entre estos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; la de 1999, que permitió incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad; la de 2005, que modificó los estatutos sociales en el sentido de incorporar como nombre de fantasía de la compañía el de "Endesa Chile", adicional al de Endesa; la de 2006, por la que se incorporó a los estatutos sociales un nuevo título, denominado "Comité de Directores y Comité de Auditoría", con el fin de consagrar estatutariamente una serie de normas relativas, tanto al Comité de Directores a que se refiere la Ley N°18.046, como al Comité de Auditoría que creó el Directorio de la sociedad, en cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bonos en dicho mercado; la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5° permanente y 1° transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado; la de 2008, por la que se modifican los incisos 3° y 4° del artículo 44, adecuándolos al artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, a fin de reemplazar tanto la obligación del Directorio de enviar una copia del balance y memoria de la sociedad, en una fecha no posterior a la del primer aviso de citación a Junta Ordinaria de Accionistas, a cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo registro, como la obligación de enviarles una copia del balance y del estado de ganancias y pérdidas cuando éstos fueren modificados por la Junta, dentro de los 15 días siguientes, por la obligación, en ambos casos, de poner a disposición de dichos accionistas los referidos documentos, en las mismas oportunidades señaladas; y la de 2010, por la que se modificaron (a) diversos artículos de los estatutos para adecuar algunos a la Ley de Sociedades Anónimas y a la Ley de Mercado de Valores, que fueron modificadas por la Ley N°20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, y otros para adecuarlos a las disposiciones del Reglamento de Sociedades Anónimas; y (b) el Título IV de los estatutos "Comité de Directores y Comité de Auditoría", para efectos de fusionar ambos comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos al artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas por la precitada Ley N°20.382

3. Objeto social

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

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

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

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

A large industrial facility with a high, vaulted ceiling. The floor is polished and reflects the overhead lights. In the foreground, there are two blue, dome-shaped machines with the 'endesa' logo. To the left, there are yellow safety railings. In the background, there are more yellow railings and a platform with various equipment. A large white speech bubble is overlaid on the left side of the image.

Propiedad y control



1. Estructura de propiedad

Al 31 de diciembre de 2010, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 18.649 accionistas.

Accionista	%
ENERSIS	59,98%
ADR (CITIBANK N.A.)	3,90%
ADM. FONDOS DE PENSIONES	15,94%
PERSONAS NATURALES	3,95%
OTROS	10,94%
CORREDORES DE BOLSA	5,29%

2. Identificación de los controladores

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

Cabe mencionar que durante 2010 no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

3. Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Nombre	Rut	Cantidad de Acciones	% de Participación
Enersis S.A.	94.271.000-3	4.919.488.794	59,98%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	363.392.458	4,43%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	325.044.408	3,96%
Citibank N.A. Según Circular 1375 S.V.S.	97.008.000-7	319.958.940	3,90%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	293.115.383	3,57%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	286.092.287	3,49%
Banco de Chile por cuenta de terceros	97.004.000-5	176.181.048	2,15%
Banco Itau por cuenta de inversionistas	76.645.030-K	134.030.967	1,63%
Banchile Corredora de Bolsa S.A.	96.571.220-8	104.879.337	1,28%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000-K	71.486.175	0,87%
Celfin Capital S.A. Corredora de Bolsa	84.177.300-4	65.862.313	0,80%
Coindustria Ltda.	80.231.700-K	43.834.298	0,53%
TOTAL		7.103.366.408	86,61%

(1) Enersis S.A. es filial de Endesa Latinoamérica, S.A., sociedad española controlada en 100% por la matriz española ENDESA, S.A.



4. Cambios de mayor importancia en la propiedad

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile durante 2010 se indican a continuación:

- Citibank N.A. según circular 1375 de la S.V.S. disminuyó su participación de 4,90% en 2009, a 3,90% en 2010.
- AFP Provida S.A. disminuyó su participación de 5,46% en 2009, a 4,43% en 2010.
- AFP Habitat S.A. disminuyó su participación de 4,96% en 2009, a 3,96% en 2010.
- AFP Capital S.A. disminuyó su participación de 4,17% en 2009, a 3,57% en 2010.
- AFP Cuprum S.A. aumentó su participación de 3,03% en 2009, a un 3,49% en 2010.
- Banco de Chile, por Cuenta de Terceros, aumentó su participación de 1,45% en 2009, a 2,15% en 2010.
- Banchile Corredores de Bolsa S.A. aumentó su participación de 1,09% en 2009, a 1,28% en 2010.
- Banco Itaú, por cuenta de inversionistas, aumentó su participación de 0,91% en 2009, a 1,63% en 2010.

5. Transacciones de acciones realizadas por directores y ejecutivos principales

- Ana María Lamarca Delano, accionista relacionada con director, adquirió 17.835 acciones de Endesa Chile con fecha 5 de julio de 2010.
- Fernando Sergio Armijo Scotti, subgerente, adquirió 25.091 acciones de Endesa Chile con fecha 28 de julio de 2010.
- René Walterio Becker Salvo, subgerente, vendió 11.758 acciones de Endesa Chile con fecha 9 de septiembre de 2010.

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

En la compañía, no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010 por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley 18.046 y los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades ni del Comité de Directores.

Administración





1. Directorio



PRESIDENTE

Jorge Rosenblut
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
Rut: 6.243.657-3



VICEPRESIDENTE

Paolo Bondi
Licenciado en Ciencias Administrativas
Università Commerciale
Bocconi di Milano
Pasaporte: G084839



DIRECTOR

Francesco Buresti
Ingeniero Electrónico
Università Degli Studi di Bologna
Pasaporte: F685628



DIRECTOR

Luis de Guindos Jurado
Licenciado en Ciencias Económicas
Colegio Universitario de Estudios
Financieros de Madrid (Cunef)
Rut: 48.126.524-K



DIRECTOR

**José María Calvo-Sotelo
Ibáñez-Martín**
Licenciado en Ciencias Físicas
Universidad Complutense de Madrid
Rut: 48.115.220-8



DIRECTOR

Felipe Lamarca Claro
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 4.779.125-1



DIRECTOR

Vittorio Corbo Lioi
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile
Rut: 4.965.604-1



DIRECTOR

Jaime Estévez Valencia
Licenciado en Ciencias Económicas
Universidad de Chile
Rut: 4.774.243-9



DIRECTOR

Jaime Bauzá Bauzá
Ingeniero Civil
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 4.455.704-5

La empresa es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, elegidos en Junta de Accionistas. Los directores duran un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

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

1.1. Remuneración del Directorio

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas determinar, tanto las remuneraciones de los miembros que integran el Comité de Directores, como su presupuesto de gastos.

Remuneraciones del Directorio Percibidas en 2010 (Miles de pesos)

Nombre del Director	Cargo	Retribución Fija	Comité Directores	Comité Auditoría (1)	Variable a Cuenta de Utilidades	Total
Jorge Rosenblut	Presidente	44.957	-	-	-	44.957
Paolo Bondi (2)	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Francesco Buresti (2)	Director	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	23.094	23.643	752	-	47.489
Borja Prado Eulate (3)	Director	5.455	-	-	-	5.455
Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	6.870	756	-	-	7.626
Gerardo Jofré Miranda (4)	Director	5.713	2.260	-	-	7.973
José María Calvo-Sotelo	Director	40.839	756	-	-	41.595
Luis De Guindos Jurado	Director	25.046	-	752	-	25.798
Jaime Bauzá Bauzá (5)	Director	14.623	20.628	-	-	35.251
Felipe Lamarca Claro (5)	Director	13.091	15.463	-	-	28.554
Vittorio Corbo Lioi (5)	Director	14.623	-	-	-	14.623
TOTAL		194.311	63.506	1.504	-	259.321

- 1) La Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, procedió a fusionar el Comité de Directores con el Comité de Auditoría de la compañía.
- 2) Los directores, señores Paolo Bondi y Francesco Buresti renunciaron en su oportunidad a percibir remuneraciones por sus cargos como directores de la compañía.
- 3) Los señores Borja Prado Eulate y Leonidas Vial Echeverría fueron directores de la compañía hasta la sesión de directorio del 22 de abril de 2010.
- 4) El señor Gerardo Jofré Miranda fue director de la compañía hasta el 28 de febrero de 2010.
- 5) Los señores Jaime Bauzá Bauzá, Felipe Lamarca Claro y Vittorio Corbo Lioi fueron nombrados directores de la compañía en la sesión de directorio del 22 de abril de 2010.

1.2. Planes de incentivo

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

1.3. Gastos en asesoría del Directorio

Durante 2010, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

2. Comité de Directores

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 23 de abril de 2010, se procedió a elegir a los integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., recayendo dicho nombramiento en los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Jaime Estévez Valencia. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas. Con anterioridad a dicho nombramiento los integrantes del Comité de Directores eran los señores Gerardo Jofré Miranda, Paolo Bondi y Jaime Estévez Valencia.

2.1. Informe del Comité de Directores

En cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N° 20.382, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de octubre de 2009, se presenta en el siguiente Informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores, su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2010.

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 23 de abril de 2010, se procedió a elegir a los integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., recayendo dicho nombramiento en los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Jaime Estévez Valencia. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas. Con anterioridad a dicho nombramiento los integrantes del Comité de Directores eran los señores Gerardo Jofré Miranda, Paolo Bondi y Jaime Estévez Valencia.

El Comité de Directores en la sesión de enero de 2010 acordó proponer al Directorio la designación de las agencias Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada para que procedieran a realizar los servicios de clasificación nacional de riesgos para el año 2010 y las firmas clasificadoras norteamericanas Fitch Ratings Services; Moody's Investors Services y Standard & Poor's International Ratings Services para que realizaran idéntico servicio respecto de la clasificación internacional del riesgo corporativo.

Con fecha 26 de enero de 2010 y en forma previa a la junta ordinaria de accionistas de la sociedad, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio que éste, a su vez, propusiera a la referida junta la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como nuevos auditores externos de la compañía.

En la sesión del Comité de Directores N°117, de fecha 23 de abril de 2010, se designó como Presidente del Comité de Directores al señor Felipe Lamarca Claro y se designó como experto financiero del mismo, para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de Norteamérica, al señor Jaime Estévez Valencia.

La junta extraordinaria de accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, procedió a fusionar el Comité de Directores con el Comité de Auditoría de la compañía, con el objeto que el Comité resultante de la fusión tuviese una integración que respondiera a los requisitos de independencia exigidos por la legislación chilena y estadounidense y contara con la competencia y funciones exigidas por la Ley de Sociedades Anónimas de Chile y la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de Norteamérica.

Durante el ejercicio 2010, el Comité de Directores sesionó en 12 oportunidades, procediendo básicamente a examinar las operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y a pronunciarse acerca de las materias a que se refiere

el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, informando sus acuerdos al Directorio de la compañía. Adicionalmente, el Comité de Directores se pronunció, cuando fue requerido, respecto de las pre-aprobaciones de los servicios de los auditores externos distintos de los servicios regulares de auditoría y las denuncias derivadas del Canal Ético de la compañía.

En sus respectivas oportunidades, el Comité de Directores procedió a analizar los estados financieros trimestrales y anuales de la compañía y el informe de los auditores externos y de los inspectores de cuentas. En la sesión correspondiente a mayo de 2010, KPMG Auditores Consultores Limitada, auditores externos de la compañía, procedieron a presentar al Comité de Directores el Plan de Auditoría Anual y a dar a conocer el Informe de la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley sobre Control Interno de la compañía.

Especial atención del Comité de Directores mereció el examen efectuado en la sesión correspondiente a mayo de los contratos vinculados a la suscripción, cesión y modificación de los contratos de servicios de tecnología, sistemas y telecomunicaciones, derivado de la decisión de la sociedad matriz Enersis S.A. de enajenar su filial Synapsis S.A., tradicional proveedor de servicios de sistemas y telecomunicaciones de Endesa Chile, por lo que se generó la necesidad de reestructurar la prestación de estos servicios a Endesa Chile, de manera de preservar las ventajas competitivas de las actividades estratégicas de alto valor agregado y licitar las actividades que no lo son de manera de obtener lo mejor que el mercado puede ofrecer.

El Comité de Directores acordó informar favorablemente al Directorio de la compañía esta operación entre partes relacionadas, presentada por la administración ejecutiva de la sociedad y consistente en la suscripción por parte de Endesa Chile de los siguientes contratos:

- a) Contrato de Mantenimiento de Sistemas Comerciales (monto anual 1.281 UF).
- b) Contrato de Servicios de continuidad de proyecto para sistemas técnicos y corporativos (monto anual 6.014 UF).
- c) Contrato de arriendo de CPD (Centro de Procesamiento de Datos) (monto anual 16.248 UF).
- d) Contrato de Servicios de Telecomunicaciones (monto anual 13.032 UF).
- e) Contrato de Desarrollo de actividades relacionados con la Ingeniería, Diseño, Especificación de Sistemas y Gestión de los Servicios (44.212 UF).

Los primeros cuatro contratos se suscriben con Synapsis y el último con ICT Servicios Informáticos Limitada.

Junto con acordar informar favorablemente la operación al Directorio, los integrantes del Comité de Directores acordaron informar también que se aconseja el tener en la plantilla de Endesa Chile un pequeño equipo informático que sirva de contraparte de las sociedades relacionadas con las que se suscribieron los contratos y que habría resultado deseable el haber tenido Endesa Chile alternativas de mercado frente a la operación presentada.

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 121,33 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 4.368 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2010, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 3.249,25 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2010, el Comité de Directores no hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas.

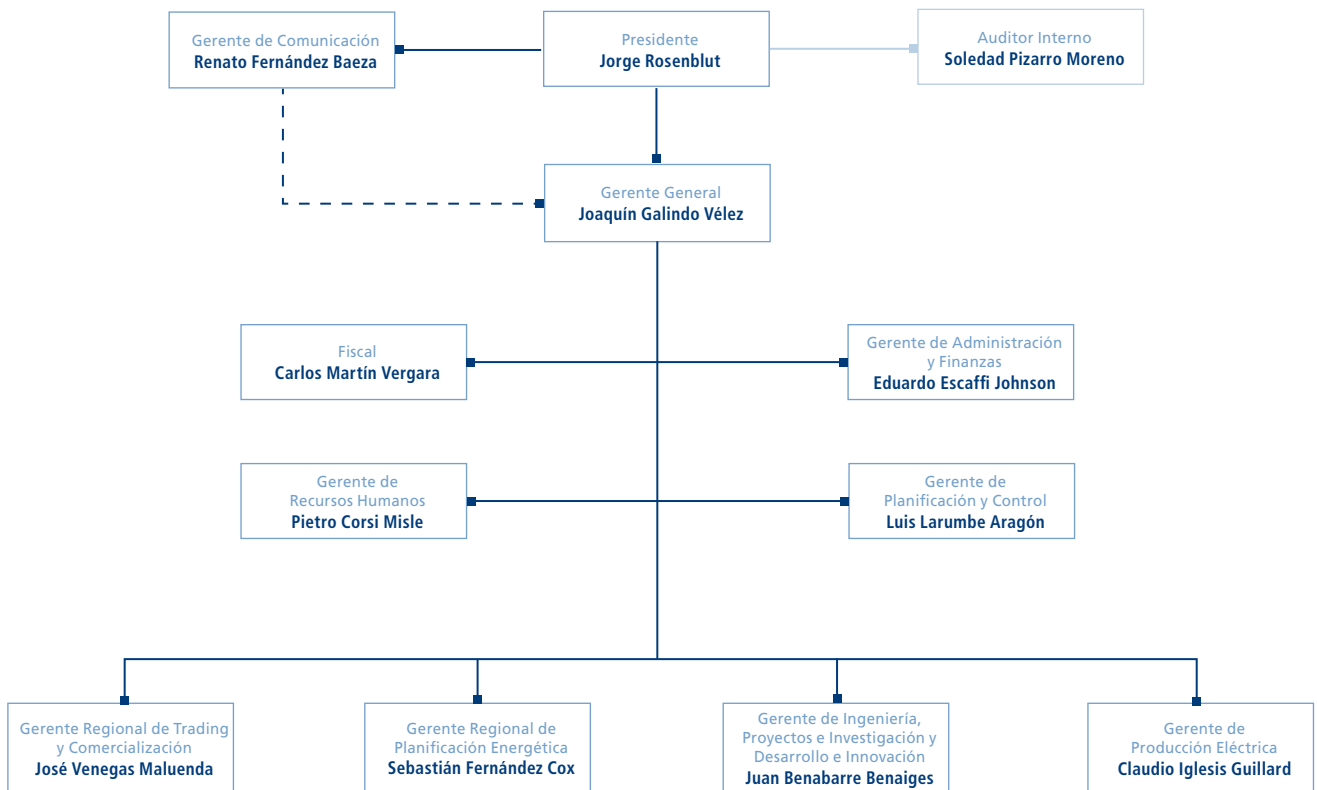
2.2. Gastos del Comité de Directores

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2010, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 121,33 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 4.368 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2010, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 3.249,25 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2010, el Comité de Directores no hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas.

3. Estructura organizacional



4. Principales Ejecutivos



GERENTE GENERAL

Joaquín Galindo Vélez
Ingeniero Superior Industrial y
Licenciado en Ciencias Económicas
y Empresariales,
Universidad de Sevilla
Rut: 23.295.610-0



GERENTE DE
COMUNICACIÓN

Renato Fernández Baeza
Periodista y Licenciado
en Ciencias Sociales
Universidad Gabriela Mistral
Rut: 10.871.675-4



FISCAL

Carlos Martín Vergara
Abogado
Pontificia Universidad
Católica de Valparaíso
Rut: 6.479.975-4



GERENTE DE
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Claudio Iglesias Guillard
Ingeniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile
Rut: 7.289.154-6



GERENTE REGIONAL DE
PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Sebastián Fernández Cox
Ingeniero Comercial
Universidad de los Andes
Rut: 10.673.365-1



GERENTE DE INGENIERÍA, PROYECTOS
E INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO E
INNOVACIÓN

Juan Benabarre Benaiges
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 5.899.848-6



GERENTE DE
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Eduardo Escaffi Johnson
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 7.984.912-K



GERENTE REGIONAL DE TRADING
Y COMERCIALIZACIÓN

José Venegas Maluenda
Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 7.893.919-2



GERENTE DE
PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Luis Larumbe Aragón
Licenciado en Ciencias
Económicas y Empresariales
Universidad Comercial de Deusto
Rut: 23.303.647-1



GERENTE DE
RECURSOS HUMANOS

Pietro Corsi Misle
Ingeniero Comercial
Universidad Gabriela Mistral
Rut: 9.909.337-4

4.1. Remuneración de los ejecutivos principales y gerentes

La remuneración total percibida por los gerentes de Endesa Chile durante 2010 ascendió a \$2.285 millones.

4.2. Beneficios para los ejecutivos principales y gerentes

La empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y su grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan de conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento. En 2010, el monto fue de \$23 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

4.3. Planes de incentivo

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

4.4. Indemnización por años de servicio

En 2010, Endesa Chile efectuó pago por indemnización por años de servicio a los ejecutivos principales de la empresa por \$39 millones.



5. Administración de principales filiales

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

Emgesa

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

Edegel

Carlos Luna Cabrera
Ingeniero Civil
Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

Pehuenche

Lucio Castro Márquez
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

Pangué

Lionel Roa Burgos
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile

Endesa ECO

Wilfredo Jara Tirapegui
Ingeniero Civil Mecánico
Universidad de Santiago de Chile



Recursos humanos



1. Dotación de personal

En el siguiente cuadro se indica la dotación de personal permanente de Endesa Chile y sus filiales al 31 de diciembre de 2010 (1):

Empresas	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Otros Trabajadores	TOTAL
ARGENTINA				
Endesa Costanera	6	334	14	354
Hidroeléctrica El Chocón	1	44	5	50
Total Dotación en Argentina	7	378	19	404
CHILE				
Endesa Chile	10	537	52	599
Pehuenche	3	-	-	3
Pangue	-	-	-	-
Celta	1	-	-	1
San Isidro	-	-	-	-
Central Eólica Canela	-	-	-	-
Endesa Eco	-	-	-	-
Ingendesa (2)	-	363	37	400
Túnel El Melón	1	13	2	16
GasAtacama (3)	3	76	15	94
HidroAysén (3)	3	20	1	24
Consortio Ara-Ingendesa (3)	-	13	1	14
Total Dotación en Chile	21	1.022	108	1.151
COLOMBIA				
Emgesa	6	407	17	430
Total Dotación en Colombia	6	407	17	430
PERÚ				
Edegel	7	205	16	228
Total Dotación en Perú	7	205	16	228
TOTAL DOTACIÓN ENDESA CHILE Y FILIALES	41	2.012	160	2.213

(1) Por consiguiente, no se incluye la dotación de personal a plazo fijo o por obra, que corresponde a 22 personas de Endesa Costanera, 4 de Endesa Chile, 103 de Ingendesa, 14 de Emgesa y 16 de Edegel.

(2) En la dotación de personal de la filial chilena Ingendesa se incluye los empleados de Ingendesa en Brasil y en Perú.

(3) Incluye la dotación de personal proporcional de las sociedades de control conjunto.

2. Actividades de recursos humanos

2.1 Gestión del conocimiento, desarrollo de personas y administración de Recursos Humanos

A comienzos de 2010 se estrenó un nuevo Plan de Recursos Humanos, cuyo principal desafío fue hacer frente, como función única de Organización y Recursos Humanos, a los retos de gestionar el capital humano para atender con eficiencia las necesidades del negocio, prestando un servicio de excelencia al negocio.

De esta manera, se desarrollaron diversas iniciativas para transmitir en forma estructurada la experiencia, valores e información que permitiera la internalización de la cultura en pro de las personas, buscando ampliar la competitividad, aumentando la calidad, satisfacción de los clientes y aprovechando las sinergias que significa formar parte de una multinacional líder a nivel mundial.

Se extendió el Campus Latam "Gestión del Conocimiento" a todo Latinoamérica, espacio virtual para el aprendizaje, que a través de cursos en la modalidad e-learning, contruidos a partir de mallas curriculares de competencias técnicas, permite sistematizar el conocimiento y realizar la formación y desarrollo de las competencias claves, capturando el know how del negocio.

A nivel presencial, el plan de capacitación consideró un total de 1.139 eventos formativos con lo que se alcanzó un total de 92.839 horas de capacitación. El número de personas capacitadas fue de 1.292. El índice de capacitación alcanzó 42,4 horas/persona (horas de capacitación/dotación).

Destaca la formación "Visión del Negocio para la Función de Recursos Humanos en Latinoamérica". Con acciones formativas a distancia, cursos presenciales y actividades prácticas. Este programa "Conocimiento del Negocio" para la función de Recursos Humanos fue una iniciativa impulsada por la Dirección de Recursos Humanos de Latinoamérica, cuyo principal objetivo es que los miembros identifiquen, comprendan y participen de las actividades y etapas de los procesos de generación y, a partir de este conocimiento, les permita determinar los aspectos en los que Recursos Humanos puede aportar valor a los negocios.

En 2010 se extendió el sistema de gestión del rendimiento a nuevos colectivos y países como Brasil y Chile. Asimismo, se realizaron ajustes al sistema de gestión del rendimiento, lo cual implicó pasar desde un modelo de competencias distintivas a un modelo de comportamientos o BARS (Behaviorally Anchored Rating Scales). En términos generales, el Sistema de Gestión del Rendimiento busca alinear los objetivos del grupo, objetivos individuales y comportamientos, de manera de tener una visión completa del rendimiento de cada persona. Esta modificación aplicó para todos los niveles que tienen Gestión del Rendimiento, cuyos resultados alcanzaron 98,7% de evaluaciones finalizadas en Latinoamérica, sobre un total de 7.274 evaluaciones registradas en Service Acces Point (SAP).

Dentro del proceso de gestión del talento, durante 2010, se trabajó en la implementación y seguimiento de los Planes de Desarrollo Individual (PDI), para las personas evaluadas en Gestión del Potencial (GP) durante 2009, con el principal objetivo de desarrollar, potenciar y proyectarlas en escenarios futuros de negocios.

El programa de Atracción y Desarrollo de Jóvenes Talentos es un plan en proceso de implementación en Latinoamérica, cuyo objetivo es seleccionar, reclutar, entrenar y formar jóvenes profesionales de alto potencial para que se incorporen al negocio. El programa supone rotaciones en diversos puestos, evaluación comportamental y de resultados, feedback en los distintos puestos y movilidad geográfica y funcional, lo cual permite que los participantes se incorporen con una mirada técnica en combinación con una visión amplia del negocio.

Asimismo, se realizó el diseño e implementación de la metodología de posiciones críticas del negocio, cuyo objetivo es identificar cargos críticos y los potenciales candidatos a sucesores para esas posiciones. La metodología puntúa posiciones de acuerdo a especialización, aportes al core business y disponibilidad en el mercado. Durante 2010, se realizaron talleres con los gestores, quienes puntuaron los cargos desde el nivel profesional en adelante para todo Latinoamérica.

Con el objetivo de potenciar el compromiso y motivación de todas las personas, se diseñaron e implementaron los planes de acción derivados de la encuesta Towers Perrin 2009. En la misma línea, se aplicó la Encuesta de Clima 2010, con la consultora IPSOS. El nivel de participación alcanzado fue de 87% para el total de la dotación en Latinoamérica. A este porcentaje se le debe adicionar las encuestas contestadas vía papel, proceso que actualmente realiza la consultora de manera independiente. Los resultados del estudio serán entregados a fines del primer trimestre de 2011.

El proyecto pago o nómina SAP entró en operación en enero de 2010, en Chile. En enero de 2011 entrará en operación en Brasil y Colombia. Esto significa que a partir de esas fechas, se integrarán los procesos informáticos de pago de nómina a una plataforma común y un modelo único de pago de remuneraciones.

En lo relativo a la gestión de empresas contratistas, se realizó un levantamiento regional de los requerimientos para el desarrollo de un sistema de gestión global. El sistema integra funcionalidades del actual sistema Colabora y nuevas herramientas y aplicaciones. Esto permitirá mejorar la gestión de las empresas contratistas y disponer de información relevante relativa a los contratos, empresas contratistas y trabajadores contratistas.

Enmarcado dentro del Plan de Sostenibilidad, en su dimensión social, donde están ya establecidos objetivos estratégicos relacionados con el compromiso, la diversidad y la conciliación, se constituyó, en julio de 2010, 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. El convenio "Iguala.cl" 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.

A fines de 2010, se llevó a cabo una jornada de reflexión estratégica con objetivos alineados a las directrices corporativas y las necesidades del negocio en Latinoamérica, con una propuesta de lineamientos estratégicos y objetivos que surgieron con la participación de los responsables locales de Seguridad y Salud Laboral, el equipo de cabecera en Latinoamérica y la Línea de Negocio.

2.2 Relaciones laborales

Como ha sido una constante en la compañía, las relaciones laborales se han desarrollado en plena armonía con los representantes de los trabajadores, a través de un diálogo directo y permanente. En Colombia, existe un convenio en Emgesa que perdió vigencia el 30 de junio de 2010, manteniéndose las negociaciones.

2.3 Seguridad y salud ocupacional



Endesa Chile y filiales han logrado consolidar la unión de aspectos de la seguridad y salud en el trabajo, a través del desarrollo de actividades tendientes a la protección integral de todos sus trabajadores, fomentando una actitud de trabajo segura, centrada en los procesos y las operaciones de la compañía.

En 2010 no se registraron eventos mortales, enfermedades profesionales, ni trabajadores con secuelas de accidentes con incapacidad permanente.

En cuanto a los indicadores de resultados, en 2010, el negocio de generación en Chile presentó un índice de frecuencia global de 4,25 (cantidad de accidentes por millón de horas hombres trabajadas, de trabajadores propios y colaboradores) y gravedad global de 54.

En las filiales de Endesa Chile, en 2010, no ocurrieron accidentes mortales. Hubo un evento grave en Ingendesa. El índice de frecuencia global fue de 3,94 y el índice de gravedad global de 71 por un millón de horas trabajadas.

En materias de ingeniería y proyectos, las obras de ampliación de potencia de Bocamina se han desarrollado con estándares de excelencia. Los resultados han sido posibles dado el continuo desarrollo motivacional y de experiencias de endoseguridad, centradas en la cultura de adelantar o prevenir la ocurrencia de eventos. Así se obtiene un indicador de frecuencia global de 4,44 y de gravedad global de 48 por un millón de horas trabajadas, que se encuentra muy por debajo de lo que en Chile se registra para la construcción y obras.

Por otra parte, en materias de certificaciones, en el periodo anterior, la compañía y sus filiales alcanzaron el 100% de la estandarización OHSAS 18.001:2007 respecto de la capacidad instalada.



Transacciones bursátiles



1. Información de mercado

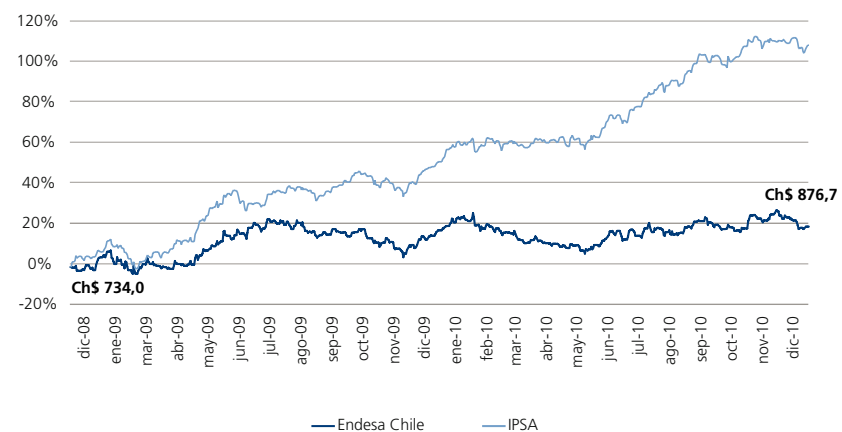
Durante 2010, el mercado accionario chileno exhibió un alto desempeño respecto a otras bolsas del mundo, debido a la recuperación de la economía local posterior a la crisis financiera mundial, lo cual se desarrolló a pesar de los negativos efectos que produjo el terremoto de inicios de 2010 en gran parte del territorio, afectando a múltiples industrias, incluidas unidades productivas del sector eléctrico.

Durante los últimos dos años, los títulos de Endesa Chile han mostrado un desempeño positivo en los mercados en los que efectúa transacciones, aún bajo el entorno económicamente complejo que caracterizó este período.

1.1. Bolsa de Comercio de Santiago (BCS)

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

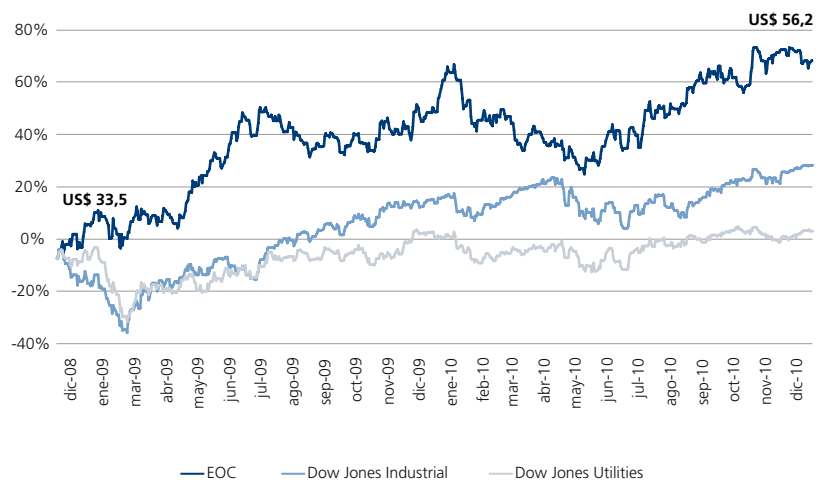
Variación	2009	2010	Acumulada 2009 - 2010
Endesa Chile	17,6%	1,6%	19,4%
IPSA	50,7%	37,6%	107,4%



1.2. Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

El gráfico siguiente muestra el comportamiento de los ADRs de Endesa Chile listados en NYSE (EOC) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

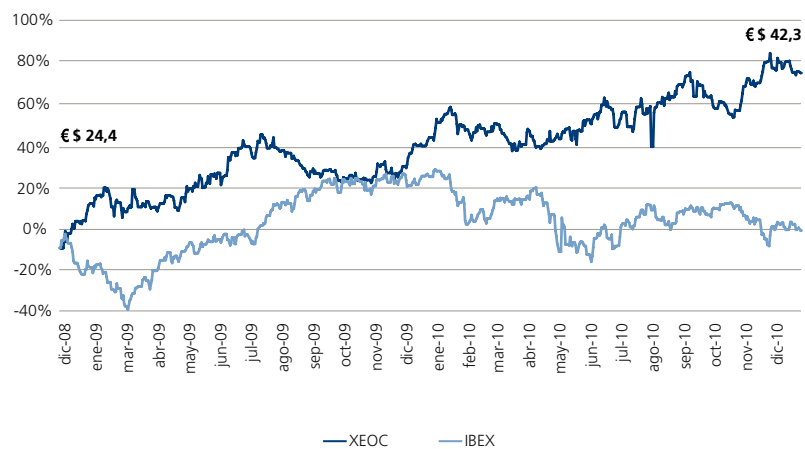
Variación	2009	2010	Acumulada 2009 - 2010
EOC	50,1%	11,8%	67,8%
Dow Jones Industrial	18,8%	11,0%	31,9%
Dow Jones Utilities	7,3%	1,8%	9,2%



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

El gráfico muestra el desempeño de la acción de Endesa Chile (XEOC) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice IBEX.

Variación	2009	2010	Acumulada 2009 - 2010
XEOC	46,4%	18,5%	73,5%
IBEX	29,8%	-17,4%	7,2%



2. Transacciones bursátiles

2.1 Transacciones bursátiles en las bolsas de comercio de Chile

Durante 2010, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 1.685 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$1.447.732 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 198 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$171.104 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 7,2 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$6.208 millones.

La acción de Endesa Chile cerró en 2010 con un precio de \$876,70 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$875,00 en la Bolsa Electrónica y \$876,00 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Información Bursátil Trimestral de los Últimos Tres Años

Bolsa de Comercio de Santiago			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado(\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2008	490.571.211	299.444.828.353	610,40
2do Trimestre 2008	397.007.148	298.615.080.749	752,17
3er Trimestre 2008	308.891.942	240.360.527.065	778,14
4to Trimestre 2008	543.383.717	407.554.225.600	750,03
1er Trimestre 2009	447.013.386	329.787.457.532	737,76
2do Trimestre 2009	324.825.960	258.296.691.935	795,18
3er Trimestre 2009	309.797.829	270.026.978.883	871,62
4to Trimestre 2009	393.553.068	326.733.507.128	830,21
1er Trimestre 2010	433.014.057	376.020.533.681	868,38
2do Trimestre 2010	455.655.231	371.918.680.410	816,23
3er Trimestre 2010	401.368.264	348.049.847.524	867,16
4to Trimestre 2010	395.276.668	351.743.398.059	889,87

Bolsa Electrónica de Chile			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado(\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2008	102.476.275	62.215.802.610	607,12
2do Trimestre 2008	65.043.033	48.701.907.192	748,76
3er Trimestre 2008	63.328.136	49.145.008.217	776,04
4to Trimestre 2008	68.820.323	50.494.636.859	733,72
1er Trimestre 2009	32.670.159	24.264.764.478	742,72
2do Trimestre 2009	46.930.229	37.906.412.950	807,72
3er Trimestre 2009	48.022.917	42.193.871.497	878,62
4to Trimestre 2009	85.083.517	71.711.309.637	842,83
1er Trimestre 2010	56.468.996	49.401.429.103	874,84
2do Trimestre 2010	41.990.639	34.251.126.745	815,68
3er Trimestre 2010	53.125.161	46.256.114.991	870,70
4to Trimestre 2010	46.225.042	41.195.187.277	891,19

Bolsa de Valores de Valparaíso			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado(\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2008	501.223	275.657.256	549,97
2do Trimestre 2008	293.791	220.362.868	750,07
3er Trimestre 2008	196.823	147.578.523	749,80
4to Trimestre 2008	1.193.613	881.567.691	738,57
1er Trimestre 2009	645.361	489.305.421	758,19
2do Trimestre 2009	3.493.136	2.762.398.145	790,81
3er Trimestre 2009	764.634	664.524.204	869,07
4to Trimestre 2009	1.426.791	1.194.517.595	837,21
1er Trimestre 2010	3.371.493	2.937.445.334	871,26
2do Trimestre 2010	978.005	799.359.160	817,34
3er Trimestre 2010	2.285.812	1.993.085.466	871,94
4to Trimestre 2010	528.415	477.693.820	904,01

2.2 Transacciones bursátiles en la bolsa de comercio de Nueva York (NYSE)

En Estados Unidos en tanto, se transaron 31,5 millones de ADS de Endesa Chile en 2010, por un valor de US\$1.584,4 millones. Un ADS representa 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADS de Endesa Chile cerró el ejercicio en US\$56,21.

Información Bursátil Trimestral de los Últimos Tres Años

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)			
Trimestre	Unidades Transadas (Número de ADS)	Monto Transado (US\$)	Precio Promedio del ADS (US\$)
1er Trimestre 2008	12.027.040	476.977.306	39,66
2do Trimestre 2008	10.934.359	523.276.610	47,86
3er Trimestre 2008	10.711.360	481.145.954	44,92
4to Trimestre 2008	19.213.513	684.726.503	35,64
1er Trimestre 2009	10.235.374	375.403.197	36,68
2do Trimestre 2009	10.795.566	454.743.168	42,12
3er Trimestre 2009	6.674.417	321.204.285	48,12
4to Trimestre 2009	10.535.267	507.365.960	48,16
1er Trimestre 2010	10.343.491	523.109.198	50,57
2do Trimestre 2010	9.175.529	421.945.181	45,99
3er Trimestre 2010	5.802.804	293.800.125	50,63
4to Trimestre 2010	6.212.224	345.583.081	55,63

2.3 Transacciones bursátiles en la bolsa de Madrid (Latibex)

En 2010, en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) se transaron 216.950 unidades de contratación de Endesa Chile, por un valor de €8,1 millones. La unidad de contratación representa 30 acciones de la compañía. El precio de la unidad de contratación cerró el año en €42,27.

Información Bursátil Trimestral de los Últimos Tres Años

Latibex			
Trimestre	Unidades de contratación	Monto Transado (Euros)	Precio Promedio Unidad de Contratación (Euros)
1er Trimestre 2008	307.108	8.677.043	28,25
2do Trimestre 2008	158.145	4.818.967	30,47
3er Trimestre 2008	146.455	4.388.343	29,96
4to Trimestre 2008	163.866	4.392.954	26,81
1er Trimestre 2009	110.899	3.119.782	28,13
2do Trimestre 2009	133.835	4.136.536	30,91
3er Trimestre 2009	85.527	2.892.240	33,82
4to Trimestre 2009	47.695	1.545.615	32,41
1er Trimestre 2010	37.960	1.380.092	36,36
2do Trimestre 2010	117.283	4.258.270	36,31
3er Trimestre 2010	34.400	1.332.301	38,73
4to Trimestre 2010	27.307	1.105.477	40,48

A winter scene in a mountain resort. In the foreground, a large evergreen tree is heavily laden with snow. To the right, a yellow multi-story building with a balcony and several windows stands in the snow. In the background, a ski lift with gondolas is visible against a backdrop of snow-covered mountains under a clear blue sky with some light clouds. A dark car is parked in the snow in front of the building.

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 2010 y 2011.

1. Política de Dividendos ejercicio 2011

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. Política de Dividendos

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

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 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.

3. Procedimiento para el pago de dividendos de Endesa Chile

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

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Endesa Chile, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

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 arriba señalada.

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

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

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

2. Política de Dividendos ejercicio 2010

1. Generalidades

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

2. Política de Dividendos ^{(1) (2)}

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 del 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) Con fecha 27 de octubre de 2010, en 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 a repartir, en 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.

(2) Con fecha 28 de febrero de 2011, el Directorio de la compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2010 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria, celebrada con fecha 22 de abril de 2010. La modificación consiste en rebajar del 60% al 50% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2010.

En conformidad con lo anteriormente expuesto el Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, a celebrarse en abril de 2011, repartir un dividendo definitivo de \$32,52693 por acción, lo que representa un reparto total ascendente de Ch\$266.777.897.101. A éste, habrá que descontar el dividendo provisorio de \$26,09798 por acción de la compañía, el cual, de ser aprobado por la junta ordinaria, será pagado en la fechas que ésta determine.



Utilidad distribuible del ejercicio 2010

La utilidad distribuible del ejercicio 2010 se indica a continuación:

Millones de pesos

Utilidad del Ejercicio atribuible a la sociedad dominante	533.556
Utilidad Distribuible	533.556

Dividendos distribuidos en los últimos años

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Cierre	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio	Dividendo Anual	% de las Utilidades
39	Definitivo	12-04-2005	18-04-2005	4,13	2004	4,13	50%
40	Definitivo	24-03-2006	30-03-2006	5,82	2005	5,82	50%
41	Provisorio	16-12-2006	22-12-2006	2,57	2006		
42	Definitivo	15-05-2007	22-05-2007	10,84	2006	13,41	60%
43	Provisorio	19-12-2007	26-12-2007	2,1926	2007		
44	Definitivo	23-04-2008	29-04-2008	11,5647	2007	13,7573	60%
45	Provisorio	12-12-2008	18-12-2008	5,3512	2008		
46	Definitivo	06-05-2009	12-05-2009	15,933	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10-12-2009	16-12-2009	9,31235	2009		
48	Definitivo	28-04-2010	05-05-2010	17,5305	2009	26,84285	35,11%



Política de inversión
y financiamiento 2010

NEBB



1. Política de inversiones 2010

Durante el ejercicio 2010, la sociedad efectuará inversiones según lo establecen sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

1.1. Generación de energía eléctrica

Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para que la empresa pueda cumplir con el objeto principal de la sociedad (producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica), con un monto máximo equivalente al 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2009.

1.2. Aportes de capital a las sociedades filiales y coligadas

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

Se considerará como límite global máximo de inversión en todas las filiales y coligadas nacionales y extranjeras para 2010, un monto equivalente al 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2009.

1.3. Otras inversiones

- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de efectuar inversiones en el sector eléctrico. Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para aprovechar las oportunidades de negocios, con un monto máximo en el año, equivalente al 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2009.
- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de desarrollar proyectos y operaciones o actividades en procesos industriales asociados a la obtención de fuentes energéticas, como asimismo en las que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos, con un monto equivalente no superior al 5% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2009.

1.4. Inversiones en instrumentos financieros

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

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

2. Política de Financiamiento 2010

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

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

3. Otras materias

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

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

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

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

A photograph of a dam at dusk. The water in the reservoir is dark blue, reflecting the twilight sky. The dam's concrete structure is visible on the right side. In the background, there are dark, forested hills and a large electrical transmission tower. A white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text "Negocios de la compañía".

Negocios
de la compañía



1. Descripción del negocio de la compañía

Las principales actividades que desarrollan Endesa Chile, sus sociedades filiales y las sociedades de control conjunto están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, los servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. Endesa Chile y sus sociedades filiales operan 179 unidades a lo largo de cuatro países en Latinoamérica, con una capacidad instalada total de 13.455 MW. Si se incluye el 50% de la potencia de la central termoeléctrica Atacama, de la sociedad de control conjunto GasAtacama, se alcanza 182 unidades, con una capacidad instalada de 13.846 MW (1).

En Argentina, a través de Endesa Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., la compañía opera un total de 3.652 MW de potencia, que representa el 13% del total del sistema interconectado argentino.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 5.611 MW de potencia, lo que representa el 35% de la capacidad instalada en el mercado local. El 61,7% de la capacidad instalada de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidráulica, el 36,9% térmica y 1,4%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población, y donde su capacidad instalada y la de sus filiales y sociedades de control conjunto aportan un total de 5.039 MW a este sistema, equivalente a cerca del 41%. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de su filial Celta, e –indirectamente- mediante la sociedad de control conjunto GasAtacama Chile S.A., dando suministro a diversas empresas mineras. La capacidad instalada de Celta alcanza a 182 MW, que representa el 5% del SING, y al incluir a GasAtacama Chile S.A., donde Endesa Chile participa con 50% de la propiedad, la capacidad instalada en el norte del país alcanza al 15%.

En Colombia, a través de Emgesa, opera un total de 2.914 MW de potencia, cifra equivalente al 22% de la capacidad instalada de ese país.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 1.668 MW de potencia, que representa el 26% del sistema peruano.

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

(1) Los Estados Financieros han sido elaborados según las Normas Internacionales de Información Financiera, por lo que GasAtacama -sociedad de control conjunto en la que Endesa Chile tiene 50% de participación-, se consolida en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.

2. Capacidad Instalada, generación y ventas de energía de Endesa Chile, sociedades filiales y sociedades de control conjunto

Capacidad Instalada (MW) (1)	2009	2010
Argentina	3.652	3.652
Chile (2)	5.650	5.611
Colombia	2.895	2.914
Perú	1.667	1.668
TOTAL	13.864	13.846

Generación de Energía Eléctrica (GWh) (3)	2009	2010
Argentina	11.955	10.940
Chile (2)	22.239	20.914
Colombia	12.674	11.283
Perú	8.163	8.466
TOTAL	55.030	51.603

Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2009	2010
Argentina	12.405	11.378
Chile (2)	22.327	21.847
Colombia	16.806	14.817
Perú	8.321	8.598
TOTAL	59.859	56.641

- (1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile". Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras; en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.
- (2) Endesa Chile tiene un 50% de participación en la sociedad de control conjunto Gasatacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.
- (3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios.



3. Reseña histórica

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

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

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

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

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

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

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

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

El 18 de abril de 2005, Endesa Chile constituyó la subsidiaria Endesa ECO S.A., cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovables como centrales mini-hidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares, de biomasa y, además, actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A., el cual surgió mediante el aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De esta manera, en octubre de dicho año, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil S.A.

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

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

Al 31 de diciembre de 2010, Endesa Chile -directamente o a través de sus filiales y sociedades en las que tiene control conjunto- opera 182 unidades generadoras en Latinoamérica, con una capacidad instalada de 13.846 MW, siendo una de las empresas productoras de energía eléctrica más grandes en la región.



Factores de riesgo



1. Factores de riesgo

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

Entre los principios básicos definidos por el Grupo destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen Gobierno Corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Endesa Chile.
- 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 Endesa Chile.

2. 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 70%, 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 según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	Dic-10 %	Dic-09 %
Tasa de interés fijo	70%	46%
Tasa de interés fijo protegido	0%	1%
Tasa de interés fijo variable	30%	53%
Total	100%	100%

3. 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, en los casos en que el margen de contribución de la compañía no está altamente indexado a esa moneda extranjera.
- 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 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.

4. Riesgo de “commodities”

El Grupo 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.

5. 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 16 y 18 y anexo 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Endesa tenía una liquidez de \$333.269.859 miles en efectivo y otros medios equivalentes y \$144.776.000 miles en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de \$446.438.229 miles en efectivo y otros medios equivalentes y \$152.130.000 miles en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

6. Riesgo de crédito

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

6.1. Cuentas comerciales por cobrar

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

En algunos países, frente a la 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.

6.2. Activos de carácter financiero

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

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 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.

7. Medición del riesgo

La compañía elabora una medición del Valor del 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 General, 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 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 95% de confianza se calcula como el percentil de 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 del Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	Saldo al	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Tasa de interés	20.338.359	16.308.634
Tipo de cambio	245.827	734.415
Correlación	3.063.908	(813.296)
Total	23.648.094	16.229.753

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

8. Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos de parte de subsidiarias relevantes, podrían resultar en un incumplimiento cruzado a nivel de Endesa Chile y, en este caso, eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de esta compañía.

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 Endesa Chile 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, produzca 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 líneas locales suscritas en 2009.



Marco regulatorio de la
industria eléctrica





1. Argentina

1.1. Introducción

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 (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 (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 (ENRE), a cargo de regular las actividades de servicio público en el sector electricidad y de imponer 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 autorizaciones para cada actividad del sector eléctrico.

1.2. Estructura de la industria

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 trabaja 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.

1.3. Despacho y fijación de precios

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 de 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 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.

1.4. Novedades sobre la normativa: la industria después de la Ley de Emergencia Pública

1.4.1. Generalidades

La Ley N°25.561 o Ley de Emergencia Pública fue promulgada en 2002 para manejar la crisis pública iniciada ese año. Obligó a renegociar los contratos de servicio público (como ser los 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 Arg\$1 por US\$1. 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 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.

1.4.2 Generación

La conversión obligatoria de las tarifas de transmisión y distribución de dólares a pesos argentinos a la tasa límite de Arg\$1 por dólar en el 2002, cuando el tipo de cambio del mercado era de aproximadamente Arg\$3 por US\$1 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 buscar 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 Arg\$120/MWh, que todavía estaba vigente durante 2010. Los costos variables reales de unidades térmicas que usaban combustibles líquidos fueron pagados por Cammesa a través del Sobrecosto Transitorio de Despacho (STD), más un margen de US\$2,5/MWh, de acuerdo con la Nota SE 6866 de 2006 y 6.169 de 2010, vigente desde mayo de 2010 hasta diciembre de 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. De esta manera 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 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 hasta 36 meses, renovables solamente por un período adicional de seis meses.

Durante 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 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 Endesa Chile, 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.

1.4.3. Foninvemem

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.

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.

1.4.4. Resolución N°45/2010 de la Secretaría de Energía

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 a 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).

1.4.5. Exportación e importación de energía

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.

1.5. Normativa medioambiental

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 ser la suspensión de las operaciones, lo que en el caso de los servicios públicos podría derivar en la cancelación de las concesiones.



2. Brasil

Aunque no poseemos filiales en Brasil, tenemos inversiones de capital a través de Endesa 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 (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 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.

2.2 Estructura del sector eléctrico

La regulación del mercado establecida según las Leyes N°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.

2.3. Concesiones

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 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.

2.4. Ventas de electricidad

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 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 (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.

2.5. Reasignación de energía hidroeléctrica

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/MWh).

2.6. Precio spot de transacción

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 del mercado spot. Este precio se calcula sobre la base de 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.

2.7. Licitaciones públicas

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 en Chile 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, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial de la República de Chile 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 Decreto Supremo N°327 de 1998.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados. Los sistemas principales que cubren las zonas más pobladas de Chile son el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive el 93% de la población chilena, y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que opera en el norte del país, 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), entidad autónoma que comprende a grupos industriales, empresas transmisoras y clientes importantes. Los CDEC coordinan la operación de sus sistemas como mercados eficientes en la venta de electricidad, en donde se utiliza el generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. En consecuencia, en cualquier nivel concreto de demanda, se proporcionará el suministro adecuado al costo de producción más bajo posible que exista en el sistema en cualquier momento dado.

3.2. Ley eléctrica chilena

3.2.1. Generalidades

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 por 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 en una guía de diez años para la ampliación del sistema de generación y transmisión.

Dentro de cada sistema de transmisión, el CDEC correspondiente coordina las operaciones de las empresas generadoras para minimizar los costos del sistema eléctrico y controlar la calidad de los servicios que proporcionan las empresas generadoras y transmisoras. Las generadoras cumplen los requisitos contractuales de ventas con electricidad despachada, ya sea generada por ellas o adquirida de otras generadoras del mercado spot.

3.2.2. Ventas por parte de generadoras a clientes no regulados

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.

3.2.3. Ventas a distribuidoras y a ciertos clientes regulados

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.

3.2.4 Transmisión

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

3.2.5 Multas y compensaciones

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.

3.2.6. Normativa ambiental

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 Norma 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 futuros de generación o transmisión.

En enero de 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 o CONAMA, que fue derogada. Endesa Chile aplica las pautas de la nueva ley cuando analiza el desarrollo de proyectos futuros.

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 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 10% en 2024.

3.2.7. Derechos de agua

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 vice versa. 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, comercializadora o compañía integrada, es decir, una empresa que combine actividades de generación, transmisión y distribución, no puede ser propietaria de más de 15% del patrimonio neto en una compañía de transmisión, si esta última representa más de 2% del negocio nacional de transmisión en términos de ingresos. Una distribuidora puede tener más de 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.

4.2. Generación

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.

4.3. Despacho y fijación de precio

La compra y venta de electricidad puede realizarse entre generadoras y distribuidoras actuando en capacidad de comercializadoras, comercializadoras propiamente dichas (que no generan ni distribuyen electricidad) 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.

4.4 Transmisión

Las compañías a cargo de la transmisión, que operan a 220 kV como mínimo, conforman el Sistema de Transmisión Nacional (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.

4.5. Comercialización

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 finales de electricidad 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.

4.6. Normativa ambiental

El Marco Ambiental de Colombia se estableció en la Ley N°99 de 1993, que proporcionó el marco para la normativa ambiental y estableció al 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.

En 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 complementarias, además de la Ley Complementaria N°27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), 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 Interconectado 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 deben cumplir con los estándares técnicos, de lo contrario pueden ser sancionadas con multas impuestas por el Osinermin.

5.2. Despacho y fijación de precios

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 es 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 Osinermin 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 y 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, Osinermin establece el precio de la energía, que define la cantidad total asignada a cada generador.

5.3. Transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: principal, que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional; y secundaria, que es de aquellas líneas que conectan a una central eléctrica con el sistema, o una subestación con una compañía distribuidora o un consumidor final. Las líneas principales y del sistema garantizado están disponibles para todas las generadoras y permiten que se suministre electricidad a todos los clientes. La concesionaria de transmisión recibe un ingreso anual fijo, así como también ingresos de tarifas variables y tarifas de conexión por kW. Las líneas del sistema secundario y complementario están disponibles para todas las generadoras, pero se utilizan únicamente para ciertos clientes que son responsables de efectuar los pagos en relación con el uso del sistema.

5.4. Concesiones y Autorizaciones

Las generadoras que cuentan con una planta de energía con una capacidad instalada mayor a 500 kW, requieren una concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM). Del mismo modo, las empresas 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.

5.5. Reservas en frío

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

5.6. Normativa medioambiental

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

En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de energías renovables no convencionales (ERNC). Dicho decreto estipula que el 5% de la demanda del SEIN debe ser suministrada con la utilización de ENRC. 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).

An aerial photograph of a large dam and reservoir. The water in the reservoir is a deep blue, while the water cascading over the dam is white and turbulent. The surrounding landscape is arid and brown. In the background, there are some industrial buildings and a road. A large white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text "Operaciones en Argentina".

Operaciones en Argentina



1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad Instalada (MW) (1)	2009	2010
Endesa Costanera		
Costanera (turbo vapor)	1.138	1.138
Costanera (ciclo combinado)	859	859
CBA (ciclo combinado)	327	327
Total	2.324	2.324
El Chocón		
El Chocón (hidroeléctrica)	1.200	1.200
Arroyito (hidroeléctrica)	128	128
Total	1.328	1.328
Total Argentina	3.652	3.652
Generación De Energía Eléctrica (Gwh)	2009	2010
Endesa Costanera	8.172	7.965
El Chocón	3.783	2.975
Total Generación En Argentina	11.955	10.940
Ventas De Energía Eléctrica (Gwh)	2009	2010
Endesa Costanera	8.284	8.018
El Chocón	4.122	3.361
Total Ventas En Argentina	12.405	11.378

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile".

2. Actividades y proyectos

2.1. Endesa Costanera

Durante 2010, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento de 5,9% respecto 2009.

Para satisfacer el despacho de Endesa Costanera en el transcurso de 2010, fue necesario contar con un total de 1.244 millones de m³ de gas natural, 462.329 toneladas de fuel oil y 234.508 m³ de gas oil. La participación de cada tipo de combustible en el consumo calórico final indica que el gas natural fue el principal combustible utilizado por la empresa, contribuyendo con el 61%, seguido del fuel oil con el 27% y finalmente el gas oil, empleado en los ciclos combinados, con el 12%.

Del gas natural consumido por la sociedad, 95% correspondió a gas proveniente de acuerdos propios y, el saldo, a suministro de gas de Cammesa. En lo que respecta a combustibles líquidos, las autoridades decidieron continuar con la compra de combustibles a través de Cammesa, por cuenta y orden del Estado Nacional, tanto de proveedores del exterior como del país. Del total del fuel oil consumido por Endesa Costanera, 18% correspondió a suministro propio, siendo el saldo provisto por Cammesa. Asimismo, la totalidad de gas oil consumido por Endesa Costanera fue suministrado por Cammesa.

Durante 2010, la oferta de gas fue 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.

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, éstas 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.

Respecto a la gestión de recursos humanos, y enmarcada en la política corporativa de Desarrollo Sostenible Empresarial, en 2010, la compañía mantuvo la certificación del Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional (SGSYSO) OHSAS 18.001, por parte de la empresa certificadora BVQI donde, luego de exhaustivos controles, se obtuvo la aprobación de la auditoría de mantenimiento, en la versión OHSAS 2007 de la Norma.

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. Dentro de las actuaciones realizadas, destacó la refinanciación del saldo pendiente del préstamo con Credit Suisse International por la suma de US\$8,6 millones, cuyo vencimiento operará en 2012.

En materia regulatoria, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) continuó intervenido por la autoridad en la formación del precio de venta de energía horaria y el pago de lo producido por los generadores. Por efecto de esas medidas, la sociedad recibe parcialmente el pago de sus acreencias mensuales.

Con referencia a los acuerdos con Cammesa, bajo los términos de la Resolución SE N°724/08, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, la sociedad accedió al cobro de 92,9 millones de pesos argentinos del inciso c) del artículo 4 de la Resolución SE 406/03.

Cabe mencionar que el 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, entre ellas Endesa Costanera, el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011". Este acuerdo tiene como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los agentes generadores del MEM que adhieran a dicho acuerdo.

Con referencia al FONINMEM, durante 2010, Cammesa otorgó la habilitación comercial a 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 el cual las empresas, entre ellas Endesa Costanera, 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.

Conforme al Acuerdo Definitivo Resolución SE N°1193/2005, la Resolución SE N°564/2007 y la actualización por efecto del Acta Acuerdo de Dolarización de Acreencias de fecha 13 de octubre de 2006, se produjo durante el segundo trimestre de 2010 la dolarización de los importes integrados al FONINMEM.

En diciembre de 2010 se firmó entre Cammesa y Endesa Costanera un “Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento en el Mercado Eléctrico Mayorista”, que tiene un plazo de vigencia de siete años y establece los términos y condiciones para la puesta a disposición de la potencia comprometida por la compañía, a través de su parque turbovapor y su remuneración por parte de Cammesa. En virtud de este contrato, la sociedad se compromete a completar la mejora integral de dicho equipamiento a los efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad del mismo. Este proyecto comprende obras ya ejecutadas y otras a ejecutar que se indican en un estudio elaborado a tal efecto. En el marco de este proyecto, Nación Fideicomisos S.A. implementará una estructura que habilite la titularización de ciertos derechos de cobro bajo el contrato en un fideicomiso a ser constituido, ya que la concreción de las obras pendientes está condicionada a la constitución del fideicomiso antes referido y a que la financiación proveniente del mercado de capitales resulte suficiente para cubrir las inversiones necesarias para su realización. Para llevar a cabo tales obras pendientes se convocará a uno o más concursos privados internacionales de precios entre proveedores de bienes y servicios de primer nivel, de donde surgirán los montos definitivos de la inversión.

2.2 Hidroeléctrica El Chocón

Durante 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.

Como consecuencia de dicha política, El Chocón inició 2010 con una cota del embalse de 380,58 m.s.n.m. La reserva embalsada en El Chocón era de 2.667 GWh y en el Comahue se disponía de 6.807 GWh, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria.

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 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, Hidroeléctrica El Chocón 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 los clientes 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.

En finanzas, en febrero de 2010, con el objeto de reducir los riesgos ante fluctuaciones del tipo de cambio, la sociedad contrató un forward de cobertura de tipo de cambio (NDF) con el JP Morgan Chase Bank Buenos Aires, en relación con el préstamo con Deutsche Bank AG y Standard Bank Plc (Deuda Subyacente), por la suma de US\$29,2 millones, fijando el tipo de cambio en 4,3 pesos argentinos promedio.

Con la intención de obtener financiamiento de largo plazo en moneda local, el 28 de diciembre, la compañía accedió a un nuevo Préstamo Sindicado por la suma de 88 millones de pesos argentinos a un plazo de tres años y medio, amortizable en seis cuotas semestrales y consecutivas a partir del primer aniversario, devengando una tasa Badlar Privada Corregida más un spread de 5,25%. Se continúa negociando con algunos de los bancos que lideraron este sindicado a los efectos de alcanzar los 100 millones de pesos argentinos previstos originalmente.

Adicionalmente, cabe mencionar que, a fines de 2010, la sociedad se encuentra en gestiones avanzadas para la firma de una carta compromiso con el Deutsche Bank y el Standard Bank con el objetivo de refinanciar la suma de US\$40 millones a un plazo de cuatro años, a fin de reemplazar los vencimientos de 2011 con dichas entidades.

En otro orden, en septiembre de 2010, se realizó la auditoría de mantenimiento de las OHSAS 18.001: 2007 por parte de auditores externos de BVQI, siendo el resultado de la misma satisfactorio.

La sociedad, a través del Grupo de Generadores de Energía Eléctrica del Área Comahue (GEEAC), participa activamente en proyectos de obras necesarias para el incremento de la capacidad de evacuación de energía eléctrica desde el Comahue. En 2010, se concretaron obras complementarias en las estaciones transformadoras Choele Choel, Bahía Blanca y Olavarría. Asimismo, se mantuvo un seguimiento del proyecto Líneas de Alta Tensión (LAT) 500 kV Comahue-Cuyo. Finalizado este ciclo con total éxito, se procedió a disolver el GEEAC.

Entre los proyectos de inversión más relevantes programados durante 2010, merecen citarse los siguientes:

2.2.1 Proyecto incorporación protección contra incendio en generadores El Chocón

El objetivo del mismo es reducir los daños que pudiesen producirse ante un incendio en el recinto del generador, mediante la acción inmediata del elemento extintor, producto de la actuación de un disparo por presencia de humo o alta temperatura en más de un sensor. Durante el presente año se realizaron los pliegos licitatorios y evaluación de los proyectos, decidiéndose implementar la alternativa a base de CO₂ por ser la más conveniente desde el punto de vista técnico y económico. El proyecto tiene previsto realizarse durante 2011 y 2012.

2.2.2 Proyecto grupo diesel de arranque de emergencia de central El Chocón

El actual grupo de emergencia instalado data de 1972 y su destino original era la operación de las compuertas del vertedero. Ante la falta de un grupo auxiliar de emergencia en la central, no previsto en el diseño original, se decidió trasladar este grupo a la central y utilizarlo, con limitaciones, en el arranque en negro de los generadores. Posteriormente, el organismo de control ORSEP solicitó que el grupo de emergencia volviera a su condición inicial de alimentación de emergencia del vertedero, por lo que fue necesario adquirir un nuevo grupo con capacidad suficiente, de modo de evitar las restricciones actuales de arranque. En agosto se realizó el llamado a licitación, adquiriéndose un grupo de 825 KVA de potencia. El montaje y puesta en marcha está previsto para el primer trimestre de 2011.

Con referencia al FONINVEMEM, cabe destacar que a partir de la habilitación comercial bajo ciclo combinado de las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano y Termoeléctrica José de San Martín, Hidroeléctrica El Chocón comenzó a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto, a través del contrato de venta de su producción al MEM por 10 años. Al 31 de diciembre de 2010, El Chocón había cobrado US\$45,3 millones por este concepto.

A photograph of an industrial facility at night, featuring several large cylindrical storage tanks and a tall, red-and-white striped chimney. The scene is illuminated by artificial lights, creating a blue and orange color palette. A large white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text "Operaciones en Brasil".

Operaciones en Brasil



1. Endesa Brasil

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A., surgido del aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De ese modo, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil S.A. En 2006, se incorporó un nuevo accionista a Endesa Brasil S.A., la sociedad International Finance Corporation. Endesa Chile cuenta con una participación de 38,88% en Endesa Brasil S.A.

Endesa Brasil S.A. controla las siguientes empresas:

1.1. Endesa Cachoeira

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

La generación neta, durante 2010, fue de 3.430 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.833 GWh.

1.2. Endesa Fortaleza

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

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del complejo industrial y portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son la Compañía Energética de Ceará - Coelce, distribuidora de todo el estado, y Petrobras.

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

1.3. 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 los dos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz) – y líneas de trasmisión instaladas en los territorios de ambos países. En el lado argentino, esas líneas 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 completo consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 kilómetros, y la Estación Conversora de Garabi.



La Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) es propietaria del lado argentino de la línea de transmisión y CEMSA es la sociedad de comercialización que ha celebrado contratos con generadoras en Argentina para la exportación de electricidad desde dicho país a Brasil y Uruguay.

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. Así, el 14 de diciembre de 2010, la ANEEL publicó la definición final de la "Receta Anual Permitida" (RAP), que corresponde a la remuneración anual que recibiría Endesa CIEN como parte de su existencia como un operador reconocido del sistema brasileño.

1.4. 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 Frio.

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.

Durante 2010, la compañía distribuyó 9.927 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento aproximado de 6% respecto de 2009. Del total de energía distribuida, 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 de 21,2% en 2009 a 20,5% en 2010.

1.5. 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 de 4,4% respecto del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. Del total de clientes, 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, 33,7% fue a clientes residenciales, 18,7% a usuarios comerciales, 16,7% a clientes industriales y 30,9% a otros clientes.





Operaciones en Chile





Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto en Chile cuentan con un parque generador compuesto por 102 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC) y 5 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

1. Centrales generadoras de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto

Central	Compañía	Tecnología	Capacidad Instalada (MW) (1)	
			2009	2010
Los Molles	Endesa Chile	Hidráulica	18	18
Rapel	Endesa Chile	Hidráulica	377	377
Sauzal	Endesa Chile	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Endesa Chile	Hidráulica	12	12
Cipreses	Endesa Chile	Hidráulica	106	106
Isla	Endesa Chile	Hidráulica	70	70
Abanico	Endesa Chile	Hidráulica	136	136
El Toro	Endesa Chile	Hidráulica	450	450
Antuco	Endesa Chile	Hidráulica	320	320
Ralco	Endesa Chile	Hidráulica	690	690
Palmucho	Endesa Chile	Hidráulica	34	34
Tal Tal	Endesa Chile	Fuel/Gas	245	245
Diego de Almagro (2)	Endesa Chile	Fuel/Gas	47	24
Huasco TG	Endesa Chile	Fuel/Gas	64	64
Huasco Vapor (3)	Endesa Chile	Carbón	16	-
Bocamina	Endesa Chile	Carbón	128	128
San Isidro 2	Endesa Chile	Fuel/Gas	399	399
Quintero	Endesa Chile	Fuel / Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	Endesa Eco	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillinque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	Pangue	Hidráulica	467	467
San Isidro	San Isidro	Fuel/Gas	379	379
Canela	Central Eólica Canela	Eólica	18	18
Canela II	Central Eólica Canela	Eólica	60	60
Tarapacá TG	Celta	Fuel/Gas	24	24
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158	158
Atacama (4)	GasAtacama	Diesel / Gas Natural	390	390
Total			5.650	5.611

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

(2) Hasta marzo de 2010 se incluyó la potencia de la unidad 2 de la central Diego de Almagro, de 23 MW, que Endesa Chile le arrendaba a Codelco desde 2001.

(3) El 31 de julio de 2010 se produjo el cierre de la operación comercial de las dos unidades de la central Huasco Vapor, de 8 MW cada una.

(4) Endesa Chile tiene un 50% de participación en la sociedad de control conjunto GasAtacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de esta central.

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 18.988 GWh en 2010. Este volumen representa una participación de 46% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 69%, las a clientes libres, 24%, y el 7% restante correspondió a operaciones netas en el mercado spot.

Asimismo, las ventas de energía eléctrica de la filial Celta en el SING alcanzaron a 1.049 GWh en 2010, que representaron una participación de 8% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico. Las ventas de la sociedad de control conjunto GasAtacama se ubicaron en 1.810 GWh, significando el 13% de las ventas totales del SING.

2. Capacidad instalada, generación y ventas de energía de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile

Capacidad Instalada (Mw) (1)	2009	2010
Endesa Chile (2)	3.446	3.407
Pehuenche S.A.	699	699
Pangue S.A.	467	467
San Isidro S.A.	379	379
Endesa Eco (3)	87	87
Celta S.A.	182	182
Gasatacama (4)	390	390
Total	5.650	5.611
Generación	2009	2010
Endesa Chile	12.265	11.539
Pehuenche S.A.	3.613	2.970
Pangue S.A.	2.113	1.615
San Isidro S.A.	1.616	2.157
Endesa Eco	94	192
Celta S.A.	981	995
Gasatacama (4)	1.558	1.445
Total	22.239	20.914
Ventas	2009	2010
Ventas A Clientes Finales		
Endesa Chile	14.897	17.308
Pehuenche S.A.	522	255
Pangue S.A.	1	1
San Isidro S.A.	-	-
Endesa Eco	-	-
Celta S.A.	945	940
Gasatacama (4)	1.778	1.792
Ventas A Los CDEC	4.183	1.551
Total	22.327	21.847

- (1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile". Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.
- (2) El 31 de marzo de 2010 se produjo el cierre de la operación comercial de la unidad 2 de la central Diego de Almagro, de 23 MW, quedando esta central con una capacidad instalada de 23,8 MW a partir de esa fecha.
- (3) El 31 de julio de 2010 se produjo el cierre de la operación comercial de las dos unidades de la central Huasco Vapor, de 8 MW cada una.
- (4) Endesa Chile tiene un 50% de participación en la sociedad de control conjunto GasAtacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de esta central.

3. Principales clientes y proveedores

Los principales clientes de Endesa Chile son: Chilectra, CGE Distribución, Chilquinta, Saesa, Emel, Minera Los Pelambres, Compañía Minera del Pacífico, Compañía Siderúrgica Huachipato, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Codelco División Salvador, Compañía Minera Carmen de Andacollo, Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC), Minera Lumina Copper Chile y GNL Chile.

Por su parte, los principales proveedores de la compañía son: Tecnimont SpA, Ingeniería y Construcción Tecnimont, Mitsubishi Corporation, Ingeniería y Construcción SES Chile, Abengoa Chile, General Electric International Inc. (Chile) e IMA Industrial.

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

4. Escenario operacional y comercial

4.1 Efecto del terremoto y menor hidrología

Dos eventos influyeron en el abastecimiento eléctrico del SIC durante 2010, el terremoto ocurrido el 27 de febrero y una hidrología seca que obligó a operar con unidades generadoras de mayor costo.

El terremoto de febrero, con una intensidad registrada de 8,8 grados en la escala Richter, lo ubica entre los más severos registrados en el mundo y como el segundo en magnitud medido en Chile. Afectó la zona centro-sur del territorio donde se ubica la mayor parte de las instalaciones de Endesa Chile.

Los daños provocados por el sismo tuvieron consecuencias inmediatas en los consumos de las zonas afectadas, que significaron un freno importante en la tasa de crecimiento de la demanda del SIC durante los meses de marzo y abril. No obstante, desde el mes de mayo en adelante, la demanda del SIC tuvo un repunte significativo, finalizando 2010 con un crecimiento de 4,2% respecto de 2009, aumento que fue muy superior al observado en 2009 y que presentó una reducción del 0,5% respecto de 2008.

El terremoto también tuvo efectos en las instalaciones que forman parte de toda la cadena del suministro eléctrico del SIC, distribución, subtransmisión, transmisión y generación. Casi la totalidad de las instalaciones de Endesa Chile quedaron disponibles o en servicio para dar suministro eléctrico al sistema a las pocas horas después de ocurrido el sismo, con excepción de la Central Termoeléctrica Bocamina, que tuvo daños que la obligaron a permanecer fuera de servicio hasta el 13 de diciembre de 2010, fecha en que reanudó sus operaciones. El sismo causó también daños en las obras de construcción de Central Termoeléctrica Bocamina II, de 370 MW, aledaña a la Central Bocamina, que significó una postergación de su fecha de puesta en servicio, estimándose su puesta en operación dentro del cuarto trimestre de 2011. Es importante destacar que los costos asociados a las indisponibilidades y retrasos de ambas unidades están parcialmente cubiertos por seguros.

En relación con la hidrología del SIC, en 2010 se presentó seco, con una probabilidad de excedencia de afluentes cercana al 83%, tal que situaciones más secas que la verificada sólo ocurren con una frecuencia de 17%. Ello, debido a las reducidas precipitaciones que se presentaron durante el año, especialmente aquellas que permiten acumular nieve para hacer

frente al abastecimiento hacia el final del año. La consecuencia fue el encarecimiento de los costos del suministro eléctrico en comparación con la condición hidrológica normal que imperó durante 2009. Esta situación se refleja en la variación que tuvo la participación de la componente térmica en la generación, que aumentó de 41% en 2009 a 50,2% en 2010. Es importante destacar el incremento que tuvo la participación de la generación eólica, cuya participación aumentó de 0,2% en 2009 a 0,8% en 2010, con un aporte, en este último caso, de casi 50% proveniente del Parque Eólico Canela de Endesa Chile.

4.2. Consolidación del gas natural licuado (GNL) en el SIC

Durante 2010, se consolidó el suministro del GNL en el SIC, al completarse la construcción del terminal de regasificación de Quintero con la puesta en servicio del segundo de los dos estanques de almacenamiento de 160 mil metros cúbicos cada uno y la realización de las pruebas finales de performance del terminal en los últimos meses del año. Esto permitió poner término a la etapa de suministro de tipo "fast track", iniciada en septiembre de 2009, en la cual el barco-estanco debía permanecer atracado en el muelle para efectuar una descarga en sincronía con los requerimientos de consumo de GNL. Los costos operacionales disminuyeron significativamente con la instalación de dichos estanques. En 2010, el terminal descargó 26 barcos, con un contenido de 2.384 millones de metros cúbicos de gas natural, de los cuales a Endesa Chile le correspondieron 1.041 millones de metros cúbicos.

Cabe destacar que este proyecto, surgido a raíz de la crisis del gas natural argentino de 2004, le ha permitido a Endesa Chile tener acceso a un suministro de combustible seguro, estable, limpio y competitivo y con ello conseguir un ahorro significativo de los costos de producción de sus centrales a gas, ubicadas en la Región de Valparaíso, frente al uso del petróleo diesel y, simultáneamente, lograr una disminución de las emisiones provenientes de la generación, con la consiguiente contribución a la calidad del medio ambiente. También le ha permitido a Endesa Chile mantener durante 2010 mayores condiciones de eficiencia técnica y seguridad de operación en dichas centrales, al reemplazar el uso del petróleo por el combustible principal de diseño de las mismas.

Endesa Chile ha participado desde el inicio del proyecto Terminal Quintero con el 20% de su propiedad, junto con otras empresas como BG Group (40%), ENAP (20%) y Metrogas (20%). El Terminal consta de un muelle de aproximadamente 1,7 kilómetros de longitud, tres estanques con una capacidad total de 334 mil metros cúbicos de gas natural licuado y una planta de regasificación con tres vaporizadores con una capacidad de producción continua de 9,6 millones de metros cúbicos al día, de la cual, Endesa Chile tiene contratada un tercio de la misma para la generación eléctrica.

4.3 Efecto operacional en los precios de la energía

La hidrología seca y un aumento de los costos de los combustibles que se utilizan en las centrales térmicas del SIC (carbón, petróleo y GNL) en relación con los vigentes en 2009, incrementó los costos del suministro eléctrico y los precios de las transferencias de energía en el mercado spot. El costo marginal horario registrado en el nudo Alto Jahuel 220 kV que fue en promedio de 104 US\$/MWh en 2009, aumentó significativamente en 2010 a una cifra promedio de 150 US\$/MWh, lo que representó un aumento de un 44% en el promedio anual.

4.4 Inicio comercial de los contratos licitados por las empresas de distribución eléctrica

A partir del 1 de enero de 2010 comenzaron a regir los contratos de suministro eléctrico proveniente de los procesos de licitación realizados por las empresas de distribución eléctrica en el marco de lo dispuesto por la Ley N°20.018, conocida también como Ley Corta 2, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. Tal como lo establece dicha normativa, las empresas de distribución tienen la obligación de satisfacer el consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios, para lo cual deberán licitar el suministro eléctrico que requieran para tal efecto, en un proceso que debe ser público, abierto, transparente, no discriminatorio y competitivo, por un período mínimo de 3 años y máximo de 15 años. En tal contexto y ajustándose plenamente a lo dispuesto por la Ley, se llevaron a cabo procesos de licitación durante los años 2006 al 2009, para suministros que se iniciaron en un 73% en 2010 y el resto comenzarán a partir de 2011. En total, a la fecha se han licitado suministros por un total anual de 28.227 GWh/año entre las diversas empresas de distribución del SIC, entre las cuales se encuentran, principalmente, Chilectra, Chilquinta, Emel, CGE Distribución y Saesa. Al respecto, cabe señalar que nuestra compañía obtuvo una participación importante en los contratos adjudicados, equivalente a 45% de la energía licitada. Los precios licitados son precios competitivos, asociados a contratos de suministro de largo plazo, los cuales varían conforme a fórmulas de indexación definidas en las bases de las correspondientes licitaciones.

4.5 El efecto operacional y comercial en Endesa Chile

Endesa Chile cuenta con un parque generador con una proporción mayoritariamente hidroeléctrica, lo que le permite tener bajos costos de producción. Complementariamente, la compañía ha mantenido una política comercial equilibrada, caracterizada por un adecuado nivel de energía contratada con clientes y con una política de precios que le ha permitido sortear favorablemente períodos de altos precios spot de la energía, incluso frente a situaciones de hidrología seca, como la que afectó la operación de las centrales hidráulicas del SIC en 2010.

5. Acciones de Endesa Chile durante 2010

5.1 Explotación de las instalaciones

La excelencia en la explotación de las instalaciones de Endesa Chile ha sido una característica permanente en la compañía para mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, en coordinación con el sistema eléctrico en el que participa, permitiéndole alcanzar una posición de liderazgo en la industria eléctrica. Dicha excelencia operativa se demuestra, a modo de ejemplo, en los siguientes hechos:

- a) El 14 de julio el complejo termoeléctrico San Isidro registró su récord de generación diaria al producir 17.770 MWh.
- b) El 12 de diciembre, los 51 aerogeneradores que conforman el Parque Eólico Canela lograron un récord de generación diaria, al producir 1.602 MWh.
- c) El 24 de diciembre, la central Tarapacá de Celta S.A. batió su propio récord de generación anual de 1.065 GWh, alcanzando en definitiva una producción anual de 1.076 GWh en 2010.

Algunas de las acciones efectuadas en 2010 y que impactaron favorablemente los resultados operacionales y el valor de la empresa fueron las destinadas a mejorar y modernizar las instalaciones existentes, tales como:

- a) El 5 de noviembre se dio término a los trabajos de repotenciación de la unidad N°2 de la Central Hidroeléctrica Antuco. Estos trabajos consistieron en el reemplazo de la turbina por una de diseño más moderno y eficiente, con lo que se espera aumentar la generación en 121 GWh/año, a través del aumento del rendimiento en un 10%. La repotenciación de la unidad N°1 de Antuco está programada para el primer semestre de 2011.
- b) El 11 de diciembre terminaron los trabajos de cambio de turbina a la unidad N°6 de Abanico, la que fue reemplazada debido al normal deterioro, producto de estar en funcionamiento por más de 17 años.
- c) Se modernizaron las unidades N°3, 4 y 5 de la Central Hidroeléctrica Rapel, permitiendo así dar cumplimiento a lo dispuesto en la norma técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- d) Del mismo modo, se modernizaron las unidades N°1, 2 y 3 de Central Cipreses.
- e) Se colaboró con las autoridades del sector, entregando antecedentes técnicos y la visión de la empresa sobre el proyecto de norma de emisiones para centrales térmicas. Esta norma establece límites de emisión en lo referente a material particulado, SO₂, NO_x y mercurio, con valores diferenciados para las centrales nuevas y existentes.

5.2. Ámbito comercial

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.

- Se firmaron nuevos contratos con los clientes Codelco (para su División Salvador), CONAFE (para el suministro a Enami), ESO La Silla, CGE Distribución (para el abastecimiento a sus clientes libres y a Ferrocarriles del Estado), 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). La potencia contratada con ellos alcanzó en torno a los 560 MW y sus vigencias se extienden -en promedio- por siete años.
- Se suscribió un nuevo contrato de compra de energía entre Endesa Chile y su filial Empresa Eléctrica Pangué 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 corresponde 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.
- 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 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 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.

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

- Se terminó el desarrollo de la Extranet para Grandes Clientes de Endesa y filiales y durante noviembre comenzó su proceso de marcha blanca con un grupo de seis clientes. Esta herramienta se constituye en un medio de comunicación moderno entre la compañía y sus clientes y es un canal eficaz de entrega de información. Incorpora información relativa a aspectos regulatorios, resúmenes de facturación históricos, copia de facturas, copia de presentaciones realizadas a clientes en los seminarios anuales de Santiago y regiones e índices financieros, entre otros.

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

- Se convino una modificación de los contratos de transporte de gas entre la filial Compañía Eléctrica San Isidro S.A. y GasAndes, que significará un importante ahorro de costos.
- En el ámbito del contrato suscrito con Froward S.A., con fecha 1 de septiembre de 2010, se dio término a la construcción del nuevo muelle que se utilizará para descargar las necesidades de carbón para la operación de las centrales termoeléctricas Bocamina y Bocamina II. Esta nueva instalación dará prioridad para una descarga inmediata de los embarques de carbón y aumentará la tasa de descarga de 10.000 a 15.000 toneladas/día, con la posibilidad de que atraquen barcos de mayor tonelaje (57.000 toneladas) que dispongan de grúas propias.

En el contexto de la contribución de la compañía al entorno que rodea sus centrales generadoras, durante 2010 la compañía realizó compras de carbón procedentes de pirquineros en la zona carbonífera de la Octava Región del país, por un total de 15.000 toneladas.

6. Proyectos en construcción de Endesa Chile

6.1. Ampliación Central Bocamina segunda unidad

El proyecto Ampliación Central Bocamina, segunda unidad, 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 terremoto del 27 de febrero de 2010, que afectó severamente a esta región, el proyecto Bocamina II, en plena fase de construcción, verá postergada su fecha de puesta en servicio. La severidad del sismo implicó problemas en los frentes de faenas y la necesidad de 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 cuarto trimestre de 2011.





7. Proyectos en estudio de Endesa Chile

7.1. Central Hidroeléctrica Los Cóndores

El proyecto Central Hidroeléctrica 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 se ingresó oficialmente al Servicio de Evaluación Ambiental de la Región del Maule el estudio de impacto ambiental de la línea de conexión al SIC. 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.

7.2. Central Hidroeléctrica Neltume

El proyecto Central Hidroeléctrica Neltume se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 1.880 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC mediante un enlace entre la central Neltume y la S/E Pullinque.

El proyecto se encuentra en etapa de ingeniería básica y se continúa analizando algunas optimizaciones al diseño, las cuales se incorporarán en la ingeniería de detalle del proyecto.

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

El proyecto de la Línea de Alta Tensión Neltume-Pullinque, se presentó al SEA el 9 de diciembre de 2010 y se acogió a tramitación por dicha entidad el 16 de diciembre de 2010.

7.3 Central Hidroeléctrica Choshuenco

El proyecto Central Hidroeléctrico 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 completo.



7.4. Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, a 15 km al sur de esta localidad. Contempla la construcción de una central termoeléctrica que utilizará como combustible principal carbón subbituminoso. Contará con 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 estudio de impacto ambiental del proyecto, presentado el 27 de febrero de 2009. A diciembre de 2010, se avanzaba en la elaboración de respuestas al Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA) N°3, cuya entrega está prevista para fines de julio de 2011.



8. Proyectos en estudio de Endesa Eco

8.1 Minicentral Hidroeléctrica Piruquina

El proyecto minicentral 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 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 minicentral.

8.2 Otros proyectos de Energías Renovables No Convencionales

Durante 2010, se avanzó en el desarrollo de proyectos de centrales minihidráulicas, por 40 MW en etapa de factibilidad y 14 MW en prefactibilidad y de proyectos eólicos por 108 MW en etapa de factibilidad y 200 MW en prefactibilidad.



9. Proyectos de Asociadas

9.1 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 de energía eléctrica a más del 90% de la población del país.

El proyecto de HidroAysén se plantea como la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya presentado en Chile, 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 al 35% del consumo de Chile de 2009, y la superficie total de los embalses -considerando las cinco centrales- sería de sólo 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 en el ICSARA N°2, el 28 de octubre de 2010 se presentó la Adenda N°2 al EIA a la autoridad ambiental.

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

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 las principales ventajas de la hidroelectricidad a los diferentes públicos de interés del proyecto. En este plano, destacó 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 tendientes a fortalecer la relación con las comunidades y autoridades locales. 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 de la región.

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 de la región a través de Mesas de Trabajo que funcionan en las localidades de la zona de influencia.

En el ámbito de integración social, la empresa apoyó las actividades culturales en la región, 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.

Uno de los compromisos más importantes que HidroAysén ha asumido de forma voluntaria es entregar energía más económica 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.

The image shows a scenic landscape. In the foreground, there is a vibrant green field. Behind it, a dense line of green trees and bushes separates the field from a river. The river flows through the middle ground, with white water rapids visible. In the background, there are hills with some vegetation and a few utility poles. A large, white, speech-bubble-shaped graphic is overlaid on the left side of the image, containing the text 'Operaciones en Colombia' in a blue, sans-serif font.

Operaciones en Colombia



1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad Instalada (MW) (1)	2009	2010
Emgesa		
Guavio (hidroeléctrica)	1.213	1.213
Guaca (hidroeléctrica)	325	325
Paraiso (hidroeléctrica)	276	276
Cartagena (termoeléctrica)	208	208
Termozipa (termoeléctrica)	236	236
Charquito (hidroeléctrica)	20	20
Limonar (hidroeléctrica)	16	15
La Tinta (hidroeléctrica)	20	20
Tequendama (hidroeléctrica)	20	20
La Junca (hidroeléctrica)	20	20
San Antonio (hidroeléctrica) (2)	-	20
Betania (hidroeléctrica)	541	541
Total	2.895	2.914
Total Colombia	2.895	2.914
Generación de Energía Eléctrica (GWh)	2009	2010
Emgesa	12.674	11.283
Total Generación en Colombia	12.674	11.283
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2009	2010
Emgesa	16.806	14.817
Total Ventas en Colombia	16.806	14.817

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile".

(2) El 15 de mayo de 2010 se declaró en operación comercial la central San Antonio, de 19,5 MW.

2. Actividades y proyectos

2.1. Centrales térmicas en su máxima disponibilidad

El 2 de octubre de 2010, el Ministerio de Minas y Energía emitió la resolución 181.686 en la que señaló que las centrales térmicas de Colombia debían ser despachadas en su máxima disponibilidad de forma continua y sin detenciones.

Para la Central Termoeléctrica Termozipa, fue similar al de los años 1982, 1992 y 1998, época en la que se vivió la misma situación por efectos de baja pluviosidad y el bajo nivel de los embalses. La Central Termoeléctrica Cartagena debió superar problemas de desgaste en los descansos del turbogenerador de la unidad 1 y la falla mayor de la turbina de su unidad 3, situación que se resolvió mediante el arriendo de un rotor de turbina a vapor gemelo, proveniente de una unidad de la generadora TEBSA de Barranquilla.

2.2. Récord histórico de la cadena de Pagua

Después de una exitosa parada, la cadena Pagua obtuvo un record histórico durante junio, al lograr una generación máxima de 398,5 GWh. Este aumento en la producción se dio gracias a factores como la alta disponibilidad de las unidades generadoras, el cambio de hidrología por condiciones de invierno y a las estrategias comerciales.

2.3. La parada de Central Hidroeléctrica El Guavio

Con una inversión aproximada de \$7.000 millones de pesos colombianos, el 24 de octubre se inició la parada de la Central Hidroeléctrica El Guavio. Este mantenimiento, de carácter preventivo, obedece a la necesidad de solucionar algunas fallas de agrietamiento y estabilización del túnel de fuga, con el objetivo de mantener la disponibilidad y confiabilidad.

2.4. Mesa técnica de expertos del embalse del Muña

Del 27 al 29 de julio se realizó la Tercera Mesa de Expertos del Embalse del Muña, que contó con la participación de expertos nacionales e internacionales, especialistas en la mitigación de impactos ambientales en embalses. Durante la jornada, se abordaron temas con relación al análisis de información de la evolución de la calidad del agua del embalse que evidencian que la calidad de ésta es un fiel reflejo de la del río Bogotá, su principal afluente. Sin embargo, en puntos distantes del bombeo, en el último año se encontró una mejor calidad de agua evidenciada por la presencia de algas y la disminución de su turbidez, factor que ha generado la proliferación de aves en estos sectores del embalse.

Los expertos concluyeron que éste es el mejor momento del embalse desde que se iniciaron las acciones de control por parte de Emgesa. Durante este primer período (2010-2011), la compañía deberá dedicarse a recopilar la información necesaria para elaborar y calibrar un modelo hidrodinámico que permita predecir eficazmente el comportamiento del embalse en las diferentes épocas del año con el fin de contar con información adicional que facilite la toma de decisiones para escenarios críticos.

2.5. Emgesa adquiere concesión de Sociedad Portuaria en Cartagena

Con el compromiso de una inversión total de cerca de US\$600.000, Endesa adquirió la concesión de la Sociedad Portuaria de la Central Cartagena (SPCC) en Colombia, para tener acceso y derecho al uso de un espejo de agua en la Bahía de Cartagena frente a la central. Esto permitirá, de acuerdo con la ley de puertos, recibir combustibles líquidos necesarios para garantizar la operación de la central. La importancia de esta concesión y de la construcción de un puerto en este territorio permitirá a Emgesa garantizar el cargo por confiabilidad asignado a Central Cartagena.

2.6. Exitoso programa de reducción de la demanda de Emgesa

El proyecto fue presentado a los premios Andesco en la categoría de Mejor Entorno de Mercado, pues busca lograr un ahorro de energía considerable en situaciones de verano, mediante acciones responsables de reducción de consumo y de esta manera, ayudar al país en una situación de racionamiento.

2.7. Central Cartagena cumple de Plan de Mejora

En octubre de 2007 Emgesa se comprometió ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en un plan de mejora de los índices de indisponibilidad (IHF) en 3 años para cada una de las unidades de Central Cartagena. Se obtendría un incremental de ingresos de US\$55 millones del cargo por confiabilidad en el período 2007-2014. Para el efecto, se ejecutó un plan de inversiones de US\$25,8 millones entre 2006 y 2010 y se invertirán US\$14 millones en los próximos cinco años. Igualmente, se elaboró un programa detallado con el fin de incrementar las horas de operación necesarias para lograr las metas comprometidas y se creó el Comité de Seguimiento a los índices de indisponibilidad "COSEIH" que se reunió periódicamente durante estos años.

Para viabilizar el logro del objetivo se suscribieron contratos de suministro de gas natural entre 2008 y 2010 por US\$15 millones hasta abril de 2010 y de transporte firme de gas en el período 2008-2010 por US\$7 millones. En el mismo período se ejecutaron 8.700 horas de operación para las tres unidades de la central entre enero de 2008 y abril de 2010, que disminuyeron los índices de indisponibilidad.

Las mayores dificultades para el cabal cumplimiento de los compromisos adquiridos de mejora fueron la indisponibilidad de Cartagena 1 durante en período septiembre de 2009-abril 2010 y la rotura del rotor de Cartagena 3. Para Cartagena 1 fue necesario adelantar gestiones ante el operador del Mercado y la CREG, pues vio comprometido su cumplimiento final en la valoración de sus respaldos. Para Cartagena 3 fue necesario arrendar a TEBSA un rotor similar durante 6 meses de diciembre 2009 a mayo de 2010, con un costo de US\$1,3 millones.

El 11 de octubre la Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. remitió carta a Emgesa notificándola del cumplimiento del compromiso de IHF de las unidades de la Central Cartagena y efectuó la devolución de garantía emitida por Emgesa por US\$11,8 millones. De esta forma, se garantizan los ingresos de los próximos años, pero se debe continuar y reforzar el plan de inversiones para no disminuir la disponibilidad alcanzada, especialmente en el período 2012-2013, período asignado por subasta, durante el cual, no hay mercado secundario para cubrir indisponibilidades de las unidades, debido a que el regulador asignó a las plantas existentes toda la energía firme para el cargo por confiabilidad.

2.8. Proyecto 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.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación entre diciembre de 2014 y noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa, y 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.

En enero de 2011, Emgesa colocó un bono internacional por US\$400 millones, donde parte de los recursos serán utilizados para financiar el proyecto El Quimbo.

3. Proyectos en Estudio

3.1. Centrales hidroeléctricas

Se avanzó en el desarrollo de tres proyectos hidroeléctricos que totalizan 1.023 MW.

3.2. Potencial eólico

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



Operaciones en Perú



1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad Instalada (MW) (1)	2009	2010
Edegel		
Huinco (hidroeléctrica)	247	247
Matucana (hidroeléctrica)	129	129
Callahuanca (hidroeléctrica)	80	80
Moyopampa (hidroeléctrica) (2)	65	66
Huampani (hidroeléctrica)	30	30
Yanango (hidroeléctrica)	43	43
Chimay (hidroeléctrica)	151	151
Santa Rosa (termoeléctrica) (3)	430	429
Ventanilla (ciclo combinado)	493	493
Total	1.667	1.668

Generación de Energía Eléctrica (GWh)	2009	2010
Edegel	8.163	8.466
Total Generación en Perú	8.163	8.466

Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2009	2010
Edegel	8.321	8.598
Total Ventas en Perú	8.321	8.598

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile".

(2) El 30 de abril de 2010 se reconoció un incremento de potencia de 1,41 MW en la central Moyopampa, con lo que la potencia de la central alcanzó los 66,12 MW.

(3) El 26 de marzo de 2010 se reconoció una disminución de potencia de 0,37 MW en la unidad 5 de la central Santa Rosa, con lo que la potencia total de la central alcanzó los 429,38 MW

2. Actividades y proyectos

2.1 Edegel

2.1.1 Reparación de barras del estator del generador 2 de Central Chimay

Se coordinó la reparación con Andritz, el fabricante de los generadores. Posteriormente, se realizó el monitoreo de descargas parciales logrando como resultado un nivel de descargas parciales mínimo, del orden de 4mV, lo cual indica la efectividad de la reparación y el valor de la medición de descargas parciales en línea.

2.1.2. Modernización del sistema de regulación en el grupo 3 de la Central Huinco

La central hidroeléctrica Huinco, puesta en servicio en 1964, es la central responsable de la regulación primaria y secundaria de frecuencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Por ello, de acuerdo al Plan de Modernización considerado para las centrales de Latinoamérica por Endesa Chile, el 5 de mayo de 2010 se puso en servicio el nuevo regulador de velocidad y la modernización del sistema de mando para las válvulas esféricas en el Grupo 3 de la Central Huinco, suministrado y montado por REIVAX de Brasil.

Asimismo, se realizaron las gestiones para implementar el nuevo regulador de velocidad para el Grupo 4, en 2011.

2.1.3. Medición de eficiencia en turbinas hidráulicas

De acuerdo a la política de Eficiencia Energética e Innovación Tecnológica y en cumplimiento de las normas 34 y 45, se ha considerado como factor clave la determinación de las curvas de eficiencia en las turbinas de las centrales hidroeléctricas de Edegel.

En 2010, se realizaron las pruebas en las centrales hidroeléctricas Chimay y Yanango, ubicadas en el departamento de Junín. Para 2011 se tiene previsto culminar las pruebas en las centrales hidroeléctricas Moyopampa, Callahuanca y Huampani, ubicadas en el departamento de Lima.

Cabe mencionar que las pruebas de rendimiento estuvieron a cargo de la empresa WEST-Italia y se efectuaron a través del método termodinámico "Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines", de acuerdo a la Norma IEC Standard 41, Edition 1991.

Con los resultados de estas pruebas se obtendrá la base para determinar: la distribución óptima de carga por central, identificar la línea de base para monitorear la eficiencia en turbinas y pérdidas en tuberías forzadas y controlar las pérdidas en tuberías forzadas, lo cual permitirá establecer los beneficios en potencia y energía por mantenimientos mayores.

2.1.4. Calificación como unidades duales de los equipos de Santa Rosa

Con la finalidad de incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico incrementando su reserva, el Decreto Legislativo N°1041, publicado el 26 de junio de 2008, estableció una remuneración especial para las unidades de generación que normalmente operan con gas natural y que tengan la alternativa de operación con otro combustible (operación dual). Lo anterior, fue perfeccionado por el OSINERGMIN, a través de la aprobación del "Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", que -entre otras- establece la forma de remunerar a las unidades duales y los requisitos para ser calificadas como tales.

En virtud de lo anterior, Edegel solicitó al OSINERGMIN la calificación dual de sus unidades UTI-5 y UTI-6 de turbinas a gas en ciclo abierto de la Central Termoeléctrica Santa Rosa (105 MW), que fueron obtenidas el 6 de diciembre. Los costos asociados a esta remuneración son asumidos por la demanda, recolectados por los generadores y asignados a Edegel por orden del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La calificación dual no ha significado inversión adicional para Edegel, ya que esta conversión formó parte del proyecto de conversión a sistema dual de ambos grupos, efectuados en 2009 para el contrato "Contratación de capacidad dual de las unidades UTI de la central Santa Rosa con Electro Perú".

Edegel sigue siendo la única empresa del sistema que ofrece la operación dual de sus unidades termoeléctricas.

2.1.5. Inspección de gases de la unidad TG4 de la Central Termoeléctrica Ventanilla

En 2010, se efectuó la inspección de ruta de gases calientes de la turbina a gas TG3 de la Central Térmica Ventanilla y se incorporaron mejoras en la máquina que incluyeron el Bump test del generador Siemens, el recubrimiento de los álabes de las cuatro primeras filas del compresor axial, el cambio de álabes de las tres primeras filas de la turbina y la instalación del nuevo sistema de arranque de la unidad.

2.1.6. Contrato de suministro de electricidad con Minera Chinalco Perú

Edegel celebró un contrato de suministro de electricidad con la empresa Minera Chinalco Perú S.A., para atender los requerimientos de electricidad de su Proyecto Toromocho, ubicado en el departamento de Junín. El contrato contempla una potencia de 166 MW y rige desde el 1 de octubre de 2011, por un periodo de 15 años.

3. Proyectos en estudio

3.1. 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, 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.

4. Otros proyectos hidroeléctricos

Se completaron estudios de prefactibilidad para dos proyectos por un total de 60 MW.



Inversiones y
actividades financieras



1. Inversiones

En 2010, Endesa Chile y sus empresas filiales invirtieron un total equivalente a US\$446 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

	Inversión (Millones de dólares) (1)
Argentina	
Endesa Costanera	38,11
Hidroeléctrica El Chocón	0,79
Total Inversión en Argentina	38,90
Chile	
Endesa Chile	216,19
Pehuenche	0,55
Pangue	0,33
San Isidro.	9,93
Celta	2,38
Ingendesa	0,24
Endesa Eco Individual	3,14
Canela	0,00
Gasatacama (50%)	3,20
HidroAysén (51%)	12,79
Eniges	0,24
Total Inversión en Chile	248,99
Colombia	
Emgesa	72,61
Total Inversión en Colombia	72,61
Perú	
Edegel	33,27
Total Inversión en Perú	33,27
Total Inversión Material en Empresas	393,77
Total Inversión Financiera	52,38
Total Inversión Endesa Chile Consolidado	446,15

(1) Se utilizó el tipo de cambio de cierre de 2010, equivalente a \$ 468,01 por dólar.

2. Actividades Financieras

2.1 Análisis de los estados financieros consolidados ejercicio 2010

El resultado atribuible a los accionistas de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2010 fue de \$533.556 millones, comparado con los \$627.053 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior, representando una disminución de 14,9%.

Al 31 de diciembre de 2010, el resultado de explotación fue de \$890.724 millones, un 12,4% menos respecto a los \$1.016.931 millones que se registraron a diciembre de 2009. Este menor resultado tiene como principal causa el mayor costo por compras de energía en Chile y mayores costos de combustible para la generación térmica en Chile y Argentina.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, alcanzó \$1.070.438 millones al cierre de diciembre de 2010, lo que corresponde a una disminución de 14,8% respecto del ejercicio 2009. Esto no incluye la contribución de la inversión en Endesa Brasil, la cual no está consolidada en Endesa Chile, y cuya contribución de sus ganancias está considerada bajo participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación.

En Chile, el resultado de explotación al 31 de diciembre de 2010 alcanzó \$516.650 millones, una disminución de 20,2% respecto al ejercicio anterior. Las ventas físicas fueron 2,1% menores que en 2009, debido a la menor demanda de electricidad que experimentó el país producto del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010, mientras que los precios medios expresados en pesos disminuyeron aproximadamente 2,6%. Lo anterior explicado por la caída de ventas en el mercado spot a causa de la menor hidrología, parcialmente compensado por mayores ventas a clientes regulados y libres, que mostraron una importante recuperación en la demanda hacia fines de 2010 en comparación con lo registrado en 2009. El menor resultado operacional fue además, afectado por un incremento de 30,3% en los costos de aprovisionamientos y servicios, explicado principalmente por mayores compras de energía y aumento del costo de transporte. Lo anterior llevó a que el EBITDA del negocio en Chile, o resultado bruto de explotación, alcanzara \$604.116 millones acumulados a diciembre de 2010, comparado con los \$789.890 millones acumulados durante el ejercicio 2009.

En Argentina, el resultado de explotación al cierre de diciembre de 2010 alcanzó a \$42.402 millones, prácticamente en línea con lo registrado el año anterior, debido a menores depreciaciones y pérdidas por deterioro por \$5.184 millones que compensan en gran medida el menor margen de contribución. El EBITDA de las operaciones en Argentina alcanzó los \$59.861 millones, 8,7% inferior al ejercicio anterior, explicado por el incremento en los costos de aprovisionamientos y servicios que aumentaron 28,4% debido principalmente al mayor costo por consumo de combustible. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas, debido al aumento del precio medio de venta en 28,5%, lo cual más que compensó una disminución del 8,3% en el menor nivel de ventas físicas. El Chocón mostró un nivel de generación 21,3% inferior al del año pasado, debido a una menor disponibilidad hidráulica producto del control de operación de embalses a niveles limitados por cuenca. De esta forma, el resultado operacional se redujo en 18,2% y el EBITDA decreció en igual proporción, explicado por \$8.125 millones de menores ingresos por ventas físicas. El resultado de explotación de Endesa Costanera alcanzó \$10.840 millones a diciembre de 2010, aumentando en 147,5% comparado con el cierre de 2009. Este resultado se explica, principalmente, por otros ingresos de explotación. Cabe señalar que los ingresos de explotación de Endesa Costanera aumentaron en 27,6%, mientras que las ventas físicas disminuyeron en 3,2%, explicado por un aumento de 31,0% en el precio promedio de venta de energía de la empresa. El aumento de los costos de aprovisionamientos y servicios por \$59.534 millones –dado principalmente por un aumento en el costo de combustible de 34,8%– fue más que compensado por \$63.810 millones de mayores ingresos. El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios produce una disminución en pesos chilenos de un 13,6% a diciembre de 2010 respecto de diciembre de 2009.

En Colombia, el resultado de explotación alcanzó \$261.537 millones al cierre de diciembre de 2010, que es un 4,3% mayor al alcanzado en el ejercicio 2009. El principal efecto proviene de una disminución en los costos de aprovisionamientos y servicios por \$7.404 millones, principalmente originado por menores costos por compras de energía, más que compensando el mayor costo por compra de combustible como resultado de la menor hidrología durante el primer semestre de 2010. Adicionalmente, se registraron mayores ingresos por ventas por \$6.551 millones, provenientes principalmente de mayores precios promedio de venta de energía, lo cual más que compensó la reducción de un 11,8% en las ventas físicas. El EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó un 3,8% al cierre de 2010, alcanzando \$298.118 millones, lo que se explica principalmente por menores costos de aprovisionamientos y servicios, y mayores ingresos por venta. 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 2,2% a diciembre de 2010 respecto de diciembre de 2009.

En Perú, se registró un resultado de explotación de \$70.134 millones, lo que representa una disminución de 7,8% respecto de 2009. Lo anterior es principalmente explicado por un aumento de \$9.815 millones en consumo de combustible y costos por compras de energía, que refleja principalmente la ausencia del reverso no-recurrente de provisiones por las compras de energía para abastecer distribuidoras sin contrato, que se registró al cierre de 2009, y en menor medida explicado por mayores precios promedio de compras de energía, lo cual más que compensó el 9,3% de reducción de las compras físicas. Los ingresos a su vez, registran a diciembre de 2010 una disminución de \$2.364 millones o 1,1%, explicado por una caída de 3,3% del precio promedio de venta de energía asociado a la disminución de ventas a clientes no regulados, parcialmente compensado por mayores ventas a regulados y al mercado spot. 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 2,5% a diciembre de 2010 respecto de diciembre de 2009.

El resultado financiero al 31 de diciembre de 2010 alcanzó a \$119.717 millones negativo, un 29,9% menor que al cierre de diciembre de 2009 que alcanzó a \$170.794 millones negativo. Las principales variaciones de este resultado se generan por menores Gastos Financieros por \$46.112 millones, principalmente por menor costo financiero en Perú y Colombia, y a nivel agregado, por un menor nivel de endeudamiento. Se alcanzó una utilidad por diferencia de cambio de \$15.619 millones reportado en diciembre de 2010, comparada con una pérdida neta de \$17.017 millones registrada en diciembre de 2009, principalmente en Chile por la menor apreciación del peso respecto del dólar que afectó los activos mantenidos en dólares y en Argentina producto de la dolarización de las acreencias del FONINVEMEN. Lo anterior fue parcialmente compensado por \$12.438 millones de pérdida en resultado por unidades de reajuste de la deuda denominada en Unidades de Fomento en Chile, producto de una mayor inflación y un menor ingreso financiero por \$15.233 millones.

Los resultados originados por la participación en relacionadas alcanzaron \$91.674 millones a diciembre de 2010, disminuyendo un 6,9% con respecto a diciembre de 2009. Este resultado se compone en su mayoría por la participación proporcional de los resultados provenientes de Brasil de la coligada Endesa Brasil S.A., cuya contribución ascendió a \$90.667 millones.

Los impuestos a las ganancias aumentaron en un 4,3%, equivalente a \$7.496 millones comparado con diciembre de 2009.

A diciembre de 2010, los Activos Totales de la Compañía presentaron una disminución de \$134.481 millones respecto de diciembre de 2009, que se debe principalmente a:

Loa Activos Corrientes presentaron una disminución de \$149.334 millones, equivalente a un 15,9% principalmente por disminuciones en efectivo y equivalente al efectivo por \$113.168 millones, principalmente por menores colocaciones en depósitos a plazo y pactos, y disminución en los deudores comerciales por \$80.906 millones, compensado con un aumento en activos por impuestos por \$36.816 millones.

Lo anterior se vio compensado por un aumento en los Activos No Corrientes por \$14.853 millones, equivalente a un 0,3%, que se explica por aumento en otros activos financieros por \$24.154, básicamente por instrumentos de coberturas y aumento de derechos por cobrar en Argentina (FONINVEMEN) por \$59.745 millones, compensado por una disminución en propiedades, plantas y equipos por \$73.083 millones.

Los Pasivos Totales de la Compañía presentaron una disminución de \$134.481 millones respecto de diciembre de 2009. Esto se debe principalmente a:

Los Pasivos Corrientes disminuyeron en \$20.112 millones, equivalentes a un 2,0%, que se explica principalmente por: disminución en otros pasivos financieros corrientes por \$95.840 millones, principalmente por el pago de préstamos bancarios e intereses de bonos por \$158.210 millones, parcialmente compensado por el devengo de intereses y obtención de nuevos créditos en filiales y el traspaso de deuda del largo plazo al corto plazo en Emgesa (bonos) y Endesa Costanera (Mitsubishi) por \$61.243 millones; disminución en pasivos por impuestos corrientes por \$71.203 millones, producto del pago efectuado

en abril de 2010; y aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$132.485 millones, principalmente por cuenta corriente mercantil y dividendo mínimo.

Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en \$264.194 millones, equivalentes a un 11,8%, explicado principalmente por las variaciones en:

Disminución en otros pasivos financieros no corrientes por \$269.048 millones, principalmente en Endesa Chile por el pago de préstamos en dólares por \$111.217 millones y disminución en el tipo de cambio de las mismas por \$38.290 millones. Lo anterior se vio compensado en Endesa Chile por efectos en derivados y Bonos en U.F. por \$3.703 millones y \$4.738 millones, respectivamente.

Las filiales extranjeras también presentaron pagos de créditos bancarios y obligaciones por aproximadamente \$107.304 millones y traspaso al corto plazo de bonos en Emgesa por \$35.273 millones, compensado por la obtención de nuevas obligaciones por aproximadamente \$28.910 millones.

El patrimonio neto aumentó en \$149.825 millones respecto de diciembre de 2009. El dominante aumentó en \$307.401 millones, que se explica mayormente por el resultado del ejercicio de \$ 33.556 millones. Lo anterior fue compensado por el registro del dividendo mínimo de \$160.067 millones y la disminución en la reserva de conversión por \$53.180 millones.

La participación de los minoritarios disminuyó en \$157.576 millones, producto de los efectos netos de conversión y resultado del minoritario.

2.2. Finanzas nacionales en 2010

Endesa Chile cuenta, al cierre de 2010, con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$509 millones.

Asimismo, 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\$219 millones.

Al cierre de 2010, permanecían sin utilizarse las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, Endesa Chile con sus filiales en Chile terminaron con una caja disponible de US\$418 millones.

La deuda financiera consolidada de Endesa Chile a diciembre de 2010 alcanzó a US\$3.775 millones. Esta deuda está compuesta principalmente por deuda bancaria, bonos locales e internacionales. Cabe señalar que la caja consolidada de Endesa Chile finalizó en US\$710 millones, con lo cual la deuda neta consolidada alcanzó US\$3.065 millones.

En cuanto a financiamientos, 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. Éste había sido contratado en 2004 y estaba sin utilizar al momento de su vencimiento.

2.3. Finanzas internacionales en 2010

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 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 filiales extranjeras por un total equivalente en dólares a aproximadamente US\$1.245 millones, de los cuales US\$182 millones provienen de Argentina, US\$928 millones de Colombia y US\$135 millones de Perú. Particularmente, podemos destacar las siguientes operaciones financieras concretadas en 2010:

En Argentina, Endesa Costanera refinanció vencimientos de 2010 por aproximadamente US\$72 millones con créditos bancarios. Dentro de estos refinanciamientos, destaca la refinanciación de US\$28 millones de vencimientos con Mitsubishi Corporation y US\$8,6 millones con Credit Suisse. Por su parte, 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 de dólares a moneda local.

En Colombia, la operación más importante de Emgesa efectuada en enero de 2011 fue la colocación 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, Emgesa 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.

En Perú, Edegel realizó emisiones de bonos por US\$20 millones y contrató un préstamo por US\$61 millones, a un plazo de 7 años, cuyos recursos fueron utilizados para refinanciar anticipadamente deuda con vencimientos en 2012. Asimismo, 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 (US\$), 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 la 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.

En otras filiales de Latinoamérica se contrataron forwards y swaps de tipo de cambio por US\$38 millones para red denominar 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. Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta fue de 51,4%.

2.5. Clasificación de riesgo

El perfil crediticio de Endesa Chile 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 se ha reflejado en una mejora realizada durante enero de 2010 por Fitch Ratings en nuestra calificación corporativa para deuda denominada en moneda extranjera, desde "BBB" a "BBB+". Similarmente, 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 de crédito corporativa y de deuda de Endesa Chile desde 'BBB' a '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 Endesa Chile denominada en moneda extranjera para un posible upgrade. El 22 de diciembre de 2010 Moody's informó que el rating corporativo de Endesa Chile continúa bajo revisión.

2.6. Seguros

2.6.1. Operacionales

En junio de 2010, Endesa Chile y sus filiales renovaron los términos de su programa de seguros regional de Todo Riesgo y Responsabilidad Civil a través de una licitación internacional donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los contratos fueron renovados hasta junio de 2011.

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

- Seguro de Todo Riesgo Bienes Físicos e Interrupción de Negocios, con límite indemnizable de hasta US\$300 millones por siniestro, que protege las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones, inundaciones, avería de maquinarias y fallas operacionales.
- Seguro de responsabilidad civil extra-contractual hasta la suma de US\$150 millones anuales, que cubre a la empresa por daños físicos que su actividad genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Además, a partir del 1 de enero de 2010, y con una vigencia de un año, fue renovado un seguro contra actos terroristas y riesgos políticos con límite indemnizable por US\$80 millones.

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

2.6.2. Seguros de obras

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

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

2.6.3. Siniestros

El terremoto del 27 de febrero produjo daños importantes en central Bocamina y también en la central en construcción Bocamina II. Los costos de la reparación de los daños y los menores ingresos por la menor generación de Bocamina o el retraso de la puesta en marcha de Bocamina II están amparados por los seguros contratados, debiendo la empresa sólo asumir los respectivos deducibles de cada contrato de seguros.

A scenic view of a coastal area. In the foreground, there is a pond with a large patch of green lily pads and several yellow flowers. A worker in a blue uniform and white hard hat is standing on a path next to the pond. In the background, there is a body of water with waves crashing against a rocky shore. A large white speech bubble is overlaid on the image, containing the text "Medio ambiente y desarrollo sostenible".

Medio ambiente y desarrollo sostenible





1. Medio ambiente y desarrollo sostenible

En el marco de su compromiso con el Desarrollo Sostenible Empresarial (DSE), desde 2003, Endesa Chile cuenta con una Política de Sostenibilidad Empresarial que orienta sus decisiones y acciones.

En dicha política, las dimensiones económica, ambiental y social se abordan a través de siete compromisos que establecen las prioridades de la empresa relacionadas con: el buen gobierno y el comportamiento ético; la creación de valor y la rentabilidad; el desarrollo de las sociedades en las que opera; la calidad del servicio; la salud, seguridad y desarrollo personal y profesional de los trabajadores; la protección del entorno; y, la innovación. Además, en 2009, se incorporaron dos nuevos retos que dan respuesta a las demandas identificadas en los diferentes grupos de interés: el Cambio Climático y el enraizamiento local y la legitimación social.

Como adherente desde 2004 del Pacto Global de Naciones Unidas, iniciativa que busca fomentar la responsabilidad social de las empresas, Endesa Chile informa anualmente los avances realizados en la aplicación de los diez principios del Pacto a través de su Comunicación de Progreso (COP). En 2010, la COP de Endesa Chile obtuvo por cuarto año consecutivo la máxima calificación de este organismo de la ONU, por responder de manera sobresaliente con su compromiso.

En 2010, Endesa Chile publicó la segunda versión de la Guía de Formación en Desarrollo Sostenible Empresarial, la que tiene por objetivo promover el DSE entre los trabajadores de Endesa Chile y los diferentes grupos de interés de la compañía.

En esta misma línea, se realizó la Gira de Desarrollo Sostenible Empresarial de Endesa Chile por todas las instalaciones del país, con un equipo de personas compuestos por representantes de la Gerencia de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, Comunicación, y Organización y Recursos Humanos, con el fin de presentar a los trabajadores en terreno las estrategias de la compañía en estas áreas y poder recoger sus inquietudes y solicitudes.

Asimismo, en el marco de la estrategia de Compromiso con los Grupos de Interés (Stakeholder Engagement) de la compañía, durante 2010 se llevaron a cabo talleres piloto de mapeo de grupos de interés por tipo de central: hidráulica, térmica y eólica. Ello, con el objetivo de registrar información que permita desarrollar una estrategia de relacionamiento centrada en los grupos de interés a nivel de central.

Con el fin de garantizar el cumplimiento de altos estándares ambientales, desde 2001, Endesa Chile ha implementado en cada una de sus instalaciones en América Latina la certificación de sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) en la Norma ISO 14001. En 2010, se certificaron las centrales térmicas Quintero, Huasco y Diego de Almagro, con lo cual Chile tiene el 100% de sus instalaciones certificadas en ISO 14001.

Con esto, la totalidad de la potencia instalada de Endesa Chile en Latinoamérica tiene su sistema de gestión ambiental certificado. Además, se recertificaron 39 instalaciones y se mantuvo la certificación de otras 20, lo que permitió que el 99,7% (52.325 GWh) de la generación bruta de 2010 (52.481 GWh) estuviera bajo certificación ISO 14001.

En septiembre de 2009, Endesa Chile definió un nuevo plan de resolución de pasivos ambientales (quinquenio 2010-2014) en Argentina, Chile y Perú. Durante 2010, se resolvieron dos pasivos ambientales, regularizando la condición operativa de la planta de tratamiento de aguas servidas de la central termoeléctrica Taltal y la reforestación de terrenos con especies nativas en la central hidroeléctrica El Toro, con lo que el universo total de pasivos pendientes por resolver es de 65.

En Chile, en 2010, fueron ingresados a tramitación ambiental tres proyectos: Central Hidroeléctrica Neltume, de 490 MW; Línea Alta Tensión S/E Neltume-Pullinque y Línea de Transmisión Eléctrica Central Hidroeléctrica Los Cóndores-S/E Ancoa.

En 2010, también fue editada una nueva versión de la Guía de Formación Ambiental de Endesa Chile, la cual reemplazó a la primera versión de 2002. La guía fue distribuida a todos los empleados de las empresas del Grupo en Sudamérica, como parte del programa de capacitación y actualización de conocimientos en materias ambientales. Esta guía también está disponible, para todos los trabajadores del Grupo en Chile, a través de la Intranet de Endesa Chile.

Respecto de la estrategia de la utilización de las energías renovables como un factor importante en la lucha contra el Cambio Climático, durante 2010 se inició el proceso de validación en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de la central eólica Canela II, y el 18 de octubre de 2010 fue emitida la carta del Ministerio de Medio Ambiente, en su calidad de Autoridad Nacional Designada (AND), que acredita que el proyecto es un aporte al desarrollo sostenible del país, de acuerdo con los requisitos de la Junta Ejecutiva de la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC). Además, se profundizaron las actividades para la verificación y posterior venta en el mercado voluntario de las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por el Parque Eólico Canela, entre el inicio de la operación comercial y el registro en el MDL (27 de diciembre de 2007 al 3 de abril de 2009), según la certificación en el Gold Standard. El foco principal son las acciones sociales y comunitarias, y los efectos positivos de la central eólica en la comunidad y medio ambiente circundante.

Más información respecto del desempeño ambiental, social y económico que da cuenta de la implementación de los siete compromisos por el Desarrollo Sostenible Empresarial de Endesa Chile, se encuentra publicada en el Informe de Sostenibilidad 2010 de la compañía.

Central San Isidro

Sistema Agua De La Planta

Potencia TG
0 MW

Potencia TV
0 MW

Total
0 MW

Fecha
20-11-2008 10:52:50

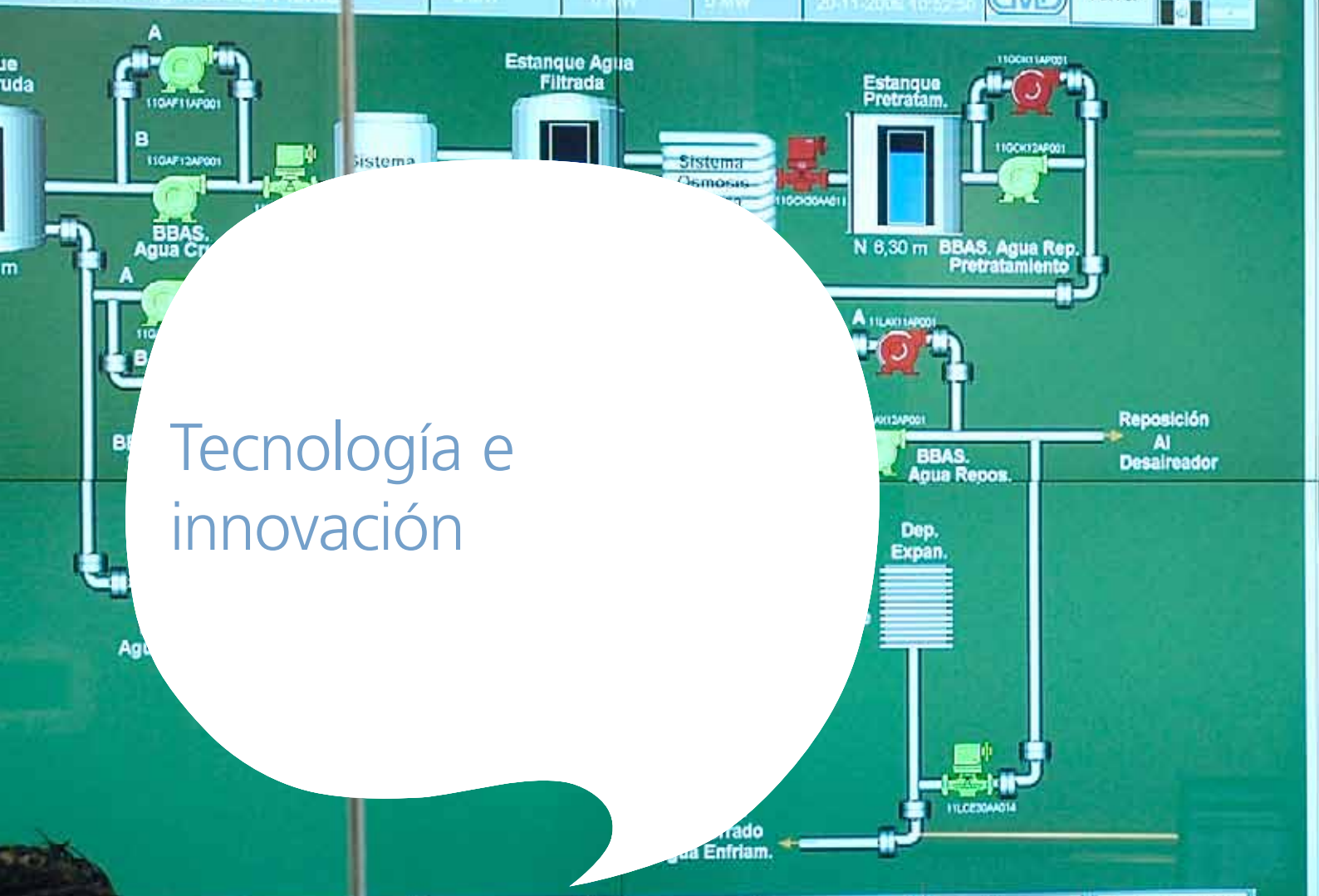
Hora



Volver

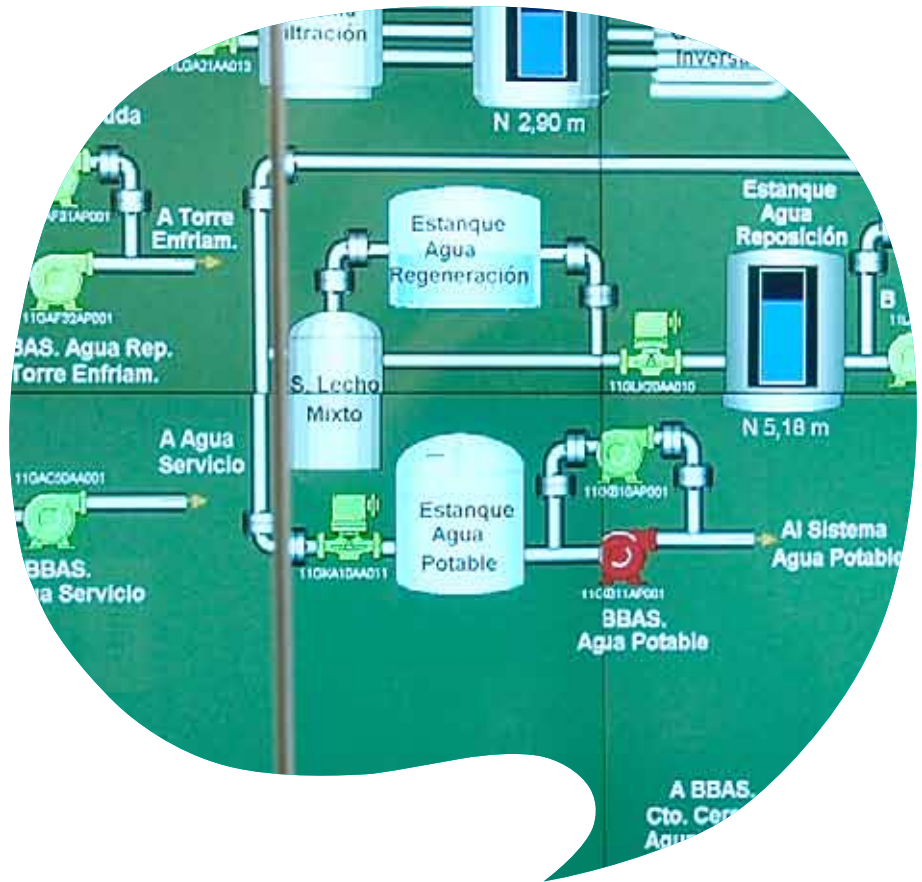


Tecnología e innovación



Control General	Control	Sist. Combustible	Sist. Lubricación	Aliment. Gas	T° y Vibraciones	Supervision TG
Controladores Adic.	Agua Circulando	Agua Enfriamiento	Sist. Lubricación	Sist. Supervision 2	Supervision TV	Vapor de Sellos
Monitor 1	Ciclo Agua Vapor	Sist. Vapor	Agua Alim.	Agua Vapor	Salida Total	Salida Neto







1. Tecnología e innovación

Tecnología e Innovación constituye uno de los siete pilares estratégicos del Plan de Sostenibilidad Empresarial de Endesa Chile, razón por la cual se ha involucrado a toda la organización, mediante la fijación de objetivos y la definición de planes de actuación concretos alineados con las estrategias corporativas, los cuales son liderados por un equipo de tecnología e innovación que se ha formalizado como un área dependiendo directamente del Gerente Regional de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación.

Los planes de actuación de la compañía en el ámbito de la tecnología y la innovación, se han definido dentro de las siguientes líneas estratégicas:

- Promover la mejora de procesos en generación, aplicando nuevas herramientas de gestión.
- Impulsar la incorporación de tecnología en los procesos internos, aplicando herramientas de procesamiento analítico e inteligencia artificial.
- Fomentar la investigación de fuentes alternativas de generación en el ámbito de las Energías Renovables No Convencionales.
- Propiciar programas de gestión de la Eficiencia Energética en los procesos productivos internos, en los procesos de nuestros clientes y en los de las comunidades aledañas a nuestras centrales.
- Fomentar programas que permitan la adaptación del recurso humano a los nuevos desafíos tecnológicos y a la creación de una cultura del uso eficiente de la energía.

El Plan de actuaciones de la compañía es gestionado por la Gerencia Regional de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación y es supervisado por un Comité de Tecnología y Eficiencia Energética, en el que participan representantes de distintas áreas.

1.1. Nuevas tecnologías aplicadas a los procesos

En la búsqueda e incorporación de nuevas tecnologías orientadas a la mejora de los procesos productivos, se han desarrollado proyectos como el Centro de Monitoreo y Diagnóstico (CMD), y Mantenimientos Basado en la Condición (CBM), ambos con un marcado acento en el uso de la tecnología, de sistemas expertos y de diagnósticos en línea, con lo cual se espera producir en el corto plazo un cambio trascendente en la forma de gestionar el mantenimiento de los activos en Latinoamérica.

1.2. Liderando el negocio de generación

Los esfuerzos realizados por la compañía en cuanto a identificar e instalar nuevas fuentes de generación han logrado que Endesa Chile sea reconocida como un líder en el país en la incorporación de energías renovables no convencionales. Ello se ha materializado en proyectos como la minicentral Ojos de Agua y la construcción del primer parque eólico de Chile conectado al SIC.

En el ámbito de la investigación tecnológica, se ha avanzado persistentemente en el estudio de las energías del mar, considerando que ésta será en el futuro una alternativa competitiva para la diversificación de la matriz energética del país.

1.3. La Eficiencia energética como pilar de desarrollo

En el ámbito de la Eficiencia Energética y en concordancia con la Política de la compañía, se han comprometido los esfuerzos de la organización en la revisión de los procesos internos asociados a la generación de energía. Dicha revisión ha dado como frutos un programa general de eficiencia operativa y de capacitación en Eficiencia Energética para el personal de operación de las plantas, orientado a minimizar las pérdidas ocurridas principalmente en las centrales térmicas. Así también se ha completado un diagnóstico del estado operativo de los equipos auxiliares de las centrales, el que ha conducido a un banco de proyectos de mejora energética, los cuales se encuentran actualmente en un proceso técnico de evaluación económica y priorización.

Destacan también proyectos como el de Aumento de Eficiencia de Rodetes en centrales hidráulicas, cuyo objetivo es lograr un incremento de rendimiento de las turbinas actuales, utilizando diseños y tecnologías modernas y el de Sistema de Iluminación y Clima del Edificio Corporativo en Santiago, que mediante la incorporación de componentes más eficientes, permitirá la operación del edificio con un ahorro del 60% de su consumo actual. El término de este proyecto está previsto para el primer trimestre de 2011.

Por otra parte, y con el fin de fomentar la cultura de Eficiencia Energética, se han desarrollado programas de capacitación tanto a personal interno como externo, a través de:

- La creación y desarrollo de cursos de Eficiencia Energética por e-learning para el personal de Endesa Chile.
- El desarrollo de talleres de Eficiencia Energética para operadores de centrales térmicas.
- La promoción del concepto de Eficiencia Energética en las comunidades aledañas a nuestras centrales, apoyando la función de Responsabilidad Social Empresarial, dictando charlas y apoyando funciones de teatro alusivas al tema.
- La publicación del Manual de Eficiencia Energética de la compañía.

Así también y en el ámbito externo, se ha impulsado una red de colaboración en Eficiencia Energética con nuestros clientes, instancia con la que se busca privilegiar la transferencia de conocimientos y la detección de nuevas oportunidades de mutua colaboración.



1.4. Investigación y desarrollo

En el ámbito de la investigación, Endesa Chile mantiene nexos que han permitido el desarrollo de sistemas expertos de apoyo a la explotación de centrales. En este mismo lineamiento se entienden las vinculaciones con el Club de la Innovación de la Universidad Adolfo Ibáñez, que impulsa el intercambio de experiencias de más de treinta grandes empresas chilenas que buscan mejorar sus procesos en esta área.

En el marco de la investigación científica, se concluyó la primera etapa de un trabajo orientado a investigar el impacto en los resultados de los modelos de predicción de caudales y del uso de imágenes satelitales. Dicho trabajo fue realizado por la Pontificia Universidad Católica de Chile y el Centro de Investigación Starlab, de España.

1.5. Gestión del conocimiento

En el marco de la gestión del conocimiento, cabe mencionar la formación y formalización de una red de especialistas externos, constituida por los principales exponentes del conocimiento en las disciplinas relevantes para el negocio de la generación eléctrica, que interactúan y aportan a los especialistas de la compañía en temas técnicos y de las últimas tendencias tecnológicas para el sector.

Sobre la base de un modelo desarrollado al interior de la organización, se ha logrado conformar el mapa de conocimiento crítico de los especialistas de la generación en Latinoamérica, lo cual permitirá gestionar adecuadamente la capacitación y formación del personal.

1.6. Gestión de la innovación


Uno de los desafíos en el mediano plazo es sensibilizar a la organización con una cultura, clima y prácticas de innovación arraigados, apoyados por iniciativas que motiven la expresión del talento de los trabajadores. Para ello, se han establecido incentivos concretos y reconocimiento formal a las ideas de los colaboradores en todos los niveles, mecanismo que ha sido muy exitoso particularmente en las áreas productivas y de procesos.

Durante 2010, se realizó el primer encuentro regional de Investigación y Desarrollo e Innovación y Eficiencia Energética, cita que reunió en Chile a los responsables por país y el equipo de Investigación y Desarrollo. En esta ocasión, se logró el alineamiento de los planes operativos locales con la estrategia del Grupo a nivel global.

1.7. Desafíos

La meta para los próximos años es hacer que las personas de la organización, promuevan o presenten nuevos proyectos de Investigación y Desarrollo y de Eficiencia Energética y la generación de nuevos negocios, orientados al incremento de valor de la compañía.

Lo anterior, basados en un adecuado programa de gestión de la innovación y de una red que permita aprovechar las fortalezas y capacidades de la organización y los espacios de mejora que se identifiquen.



Participación en
filiales y coligadas
y cuadro esquemático



2. Participación en filiales, sociedades de control conjunto y asociadas

Sociedades Filiales	Participación	
	2009	2010
Argentina		
Endesa Argentina S.A.	100,00%	100,00%
Endesa Costanera S.A.	69,76%	69,76%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,37%	65,37%
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%
Southern Cone Power Argentina S.A.	100,00%	100,00%
Brasil		
Ingendesa do Brasil Ltda.	100,00%	100,00%
Chile		
Central Eólica Canela S.A.	75,00%	75,00%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (SAN ISIDRO S.A.)	100,00%	100,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (CELTA S.A.)	100,00%	100,00%
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (INGENDESA)	100,00%	100,00%
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (PANGUE S.A.)	94,99%	94,99%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (PEHUENCHE S.A.)	92,65%	92,65%
Endesa Eco S.A.	100,00%	100,00%
Endesa Inversiones Generales S.A. (ENIGESA)	99,96%	99,96%
Inversiones Endesa Norte S.A.	100,00%	100,00%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	100,00%	100,00%
Colombia		
Emgesa S.A. E.S.P. (EMGESA)	26,87%	26,87%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	25,52%	25,52%
Perú		
Chinango S.A.C.	49,97%	49,97%
Edegel S.A.A. (EDEGEL)	62,46%	62,46%
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%
Sociedades de Control Conjunto (1)		
Chile		
Aysén Energía S.A. (2)	-	51,00%
Aysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HIDROAYSÉN)	51,00%	51,00%
Consortio Ara- Ingendesa Ltda.	50,00%	50,00%
Consortio Ingendesa Minmetal Ltda.	50,00%	50,00%
Gas Atacama Chile S.A.	50,00%	50,00%
GasAtacama S.A.	50,00%	50,00%
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	50,00%	50,00%
Gasoducto Taltal S.A.	50,00%	50,00%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada	50,00%	50,00%
Progas S.A.	50,00%	50,00%
Sociedad Consortio Ingendesa-Ara Ltda.	50,00%	50,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	50,00%
Cayman Islands		
Atacama Finance Co.	50,00%	50,00%
Energex Co.	50,00%	50,00%

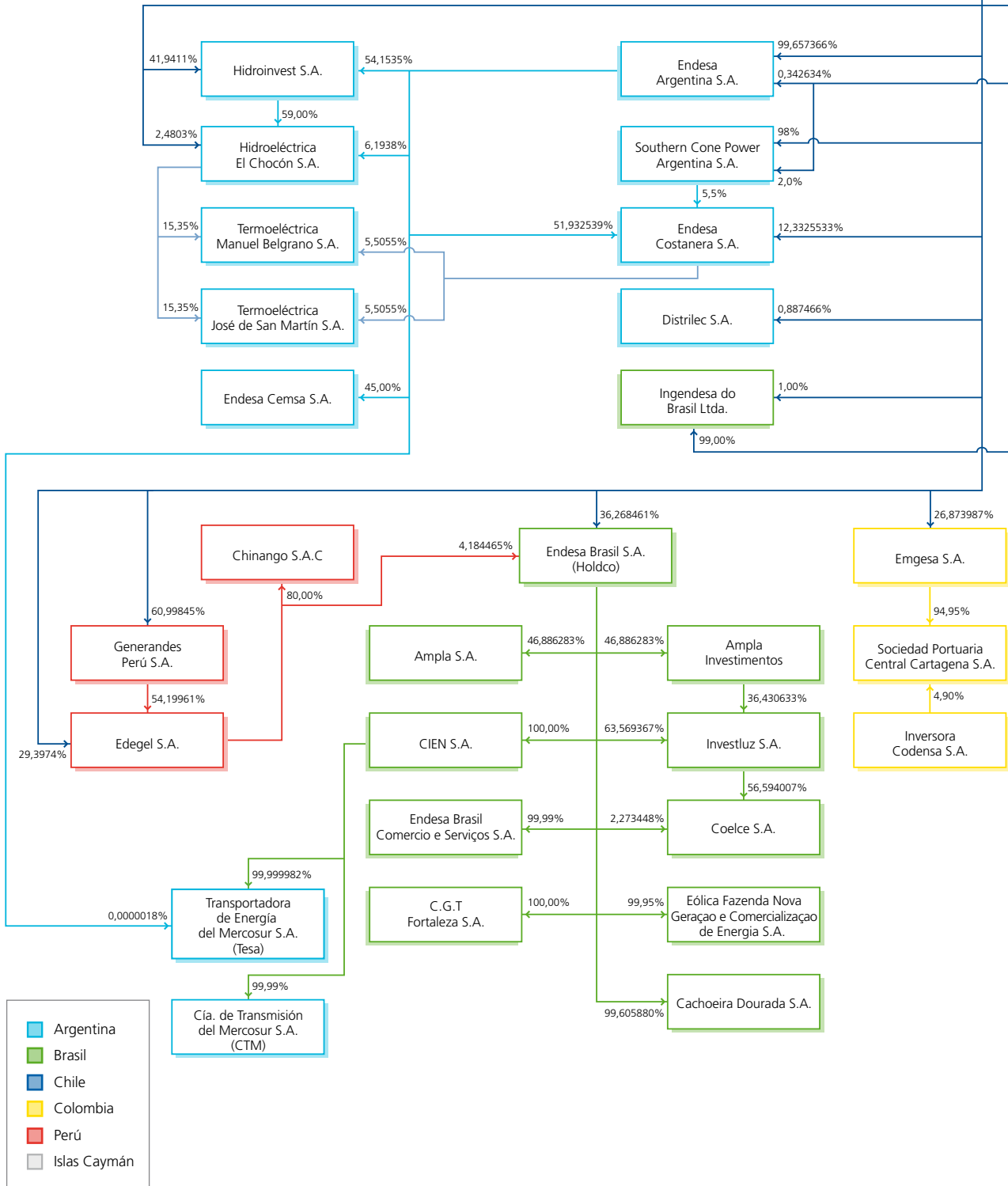
(1) Se consideran Sociedades de Control Conjunto aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las Sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social de las mismas.

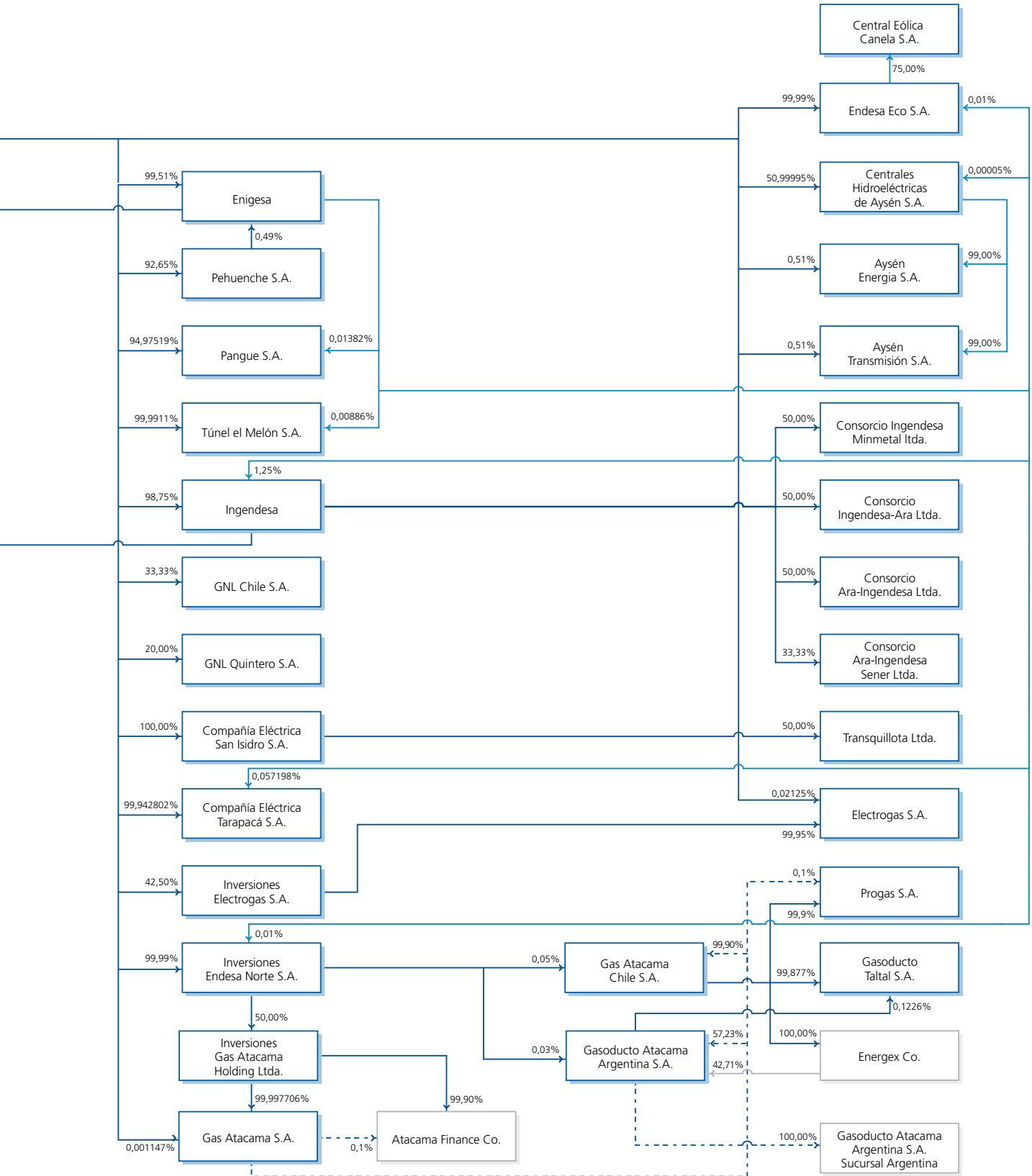
(2) Aysén Energía S.A. fue constituida el 21 de enero de 2010.

Asociadas	Participación	
	2009	2010
Argentina		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	38,88%	38,88%
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	45,00%
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	13,88%	13,88%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	13,88%	13,88%
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	38,88%	38,88%
Brasil		
Ampla Energia e Serviços S.A.	18,23%	18,23%
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	18,23%	18,23%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	38,73%	38,73%
CGTF-Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.	38,88%	38,88%
Companhia Energética do Ceará (COELCE)	18,63%	18,63%
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	38,88%	38,88%
En-Brasil Comercio e Serviços S.A.	38,88%	38,88%
Endesa Brasil S.A.	38,88%	38,88%
Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A.	38,86%	38,86%
Investluz S.A.	31,36%	31,36%
Chile		
Consortio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	33,33%	33,33%
Electrogas S.A.	42,50%	42,50%
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	42,50%

Inversiones Costo Financiero	Miles de pesos	Proporción de la Inversión en el Activo de la Matriz
Endesa Brasil S.A.	423.383.418	10,95%
Edegel	209.147.426	5,41%
Pehuenche	162.155.435	4,20%
Emgesa	143.702.869	3,72%
Generandes Perú	127.817.912	3,31%
Endesa Argentina S.A.	96.507.147	2,50%
Celta (Cía Elect. Tarapacá)	81.251.309	2,10%
Inversiones Endesa Norte	73.696.656	1,91%
Pangue	71.462.585	1,85%
Centrales Hidroeléctricas de Aysen S.A.	58.757.878	1,52%
Túnel El Melón	37.683.582	0,98%
Cía Eléctrica San Isidro	31.263.918	0,81%
Hidroinvest	28.737.651	0,74%
GNL Quinteros S.A.	19.655.556	0,51%
Southern Cone Power Argentina S.A.	4.990.054	0,13%
Inversiones Electrogas	4.416.740	0,11%
Hidroeléctrica El Chocón	3.708.267	0,10%
Distrilec	3.033.039	0,08%
Endesa Costanera S.A.	2.672.100	0,07%
Ingendesa	2.087.347	0,05%
Enigesas	1.877.227	0,05%
Endesa Eco S.A.	579.942	0,02%
GNL Chile S.A.	527.490	0,01%
Ingendesa Do Brasil	5.082	0,00%
Electrogas S.A.	2.953	0,00%
Gas Atacama S.A.	446	0,00%
HidroAysen Transmisión S.A.	114	0,00%
Aysén Energía S.A.	25	0,00%

3. Estructura corporativa







Hechos relevantes
consolidados



1. Endesa Chile

Con fecha 26 de febrero de 2010, y en 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.

En 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 en 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.

1.1. La Junta Ordinaria conocerá y se pronunciará sobre las siguientes materias

1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros, Informe de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010;
2. Información sobre la política acordada por el Directorio para el cálculo de la utilidad líquida distributable 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°1945, 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.

1.2. 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 finamiento 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, en 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, en 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:

- Jorge Rosenblut
- Paolo Bondi
- Francesco Buresti
- Luis de Guindos Jurado
- José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín
- Felipe Lamarca Claro
- Vittorio Corbo Lioi
- Jaime Estévez Valencia
- Jaime Bauzá Bauzá

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 en 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:

2. Política de habitualidad

1. 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.
2. 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.
3. 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 en 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, en 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.

3. 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 en 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.

An aerial photograph of a wind farm situated on a rugged, rocky cliffside overlooking the ocean. Numerous white wind turbines with three blades are scattered across the landscape. The terrain is a mix of brownish soil and sparse green vegetation. In the foreground, the dark, jagged rocks of the cliff meet the turbulent, white-capped waves of the sea. A large, white, speech bubble-shaped graphic is overlaid on the left side of the image, containing text in Spanish. The background shows a hazy horizon with distant mountains under a clear sky.

Identificación de las
compañías filiales
y coligadas



ENDESA ARGENTINA

Razón Social
Endesa Argentina S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina.

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 Pagado
\$81.188.759 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
José Miguel Granged Bruñen

Directores Titulares
Néstor José Belgrano
Francisco Martín Gutiérrez

Directores Suplentes
José María Hidalgo Martín Mateos
María Inés Corrá
Marcelo Alejandro Den Toom

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA COSTANERA

Razón Social
Endesa Costanera S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad Anónima.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$27.031.045 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)

Directores Titulares
Máximo Luis Bomchil
José María Hidalgo Martín Mateos
Alfredo Ergas Segal (Gerente Regional de Finanzas Enersis S.A.)
César Fernando Amuchástegui
Eduardo Javier Romero
Simón Dasensich
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)

Directores Suplentes
Roberto José Fagan
Damián Camacho
Francisco Domingo Monteleone
Fernando Carlos Boggini
Bernardo Iriberry
Jorge Raúl Burlando Bonino
Alfredo Mauricio Vítolo
Fernando Claudio Antognazza

Principales Ejecutivos
Jose Miguel Granged Bruñen
Gerente General

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene un crédito por 7,1 millones de dólares con Endesa Chile.

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN

Razón Social
Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$47.114.465 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)

Directores Titulares
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Alfredo Ergas Segal (Gerente Regional de Finanzas Enersis S.A.)
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
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 Mendiberri
Alejandro Nagel
José Luis Mazzone

Gerente General
Fernando Claudio Antognazza

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Se encuentra vigente un contrato a través del cual Endesa Chile asume la responsabilidad por la operación de Hidroeléctrica El Chocón S.A., obligándose a prestar a esta empresa servicios relacionados con las áreas de supervisión y asesoría técnica, operaciones, comercial, administrativa, gestión, administración de personal, abastecimiento, medio ambiente y auditoría interna.

HIDROINVEST

Razón Social
Hidroinvest S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima constituida en Buenos Aires, República de Argentina.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

Objeto Social
Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$33.021.025 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)

Directores Titulares
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 (Fiscal Endesa Chile)

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón Social
 Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima.

Domicilio
 Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

Objeto Social
 Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros. Asimismo, la sociedad podrá mantener participaciones societarias en compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
 \$ 3.135.978 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 José Miguel Granged Bruñen

Directores Titulares
 Roberto José Fagan
 Fernando Claudio Antognazza

Director Suplente
 Juan Carlos Blanco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INGENDESA DO BRASIL

Razón Social
 Ingendesa Do Brasil Ltda.

Tipo de Sociedad
 Sociedad de responsabilidad limitada.

Domicilio
 Praça Leoni Ramos, N° 1, parte, São Domingos, Niterói - RJ, Brasil.

Objeto Social
 Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
 Servicios de ingeniería.

Capital Pagado
 \$133.845 miles.

Apoderado
 Sergio Ribeiro Campos

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EÓLICA CANELA

Razón Social
 Central Eólica Canela S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 76.003.204-2
 Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$12.284.743 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)

Directores Titulares
 Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
 Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
 Cristóbal García-Huidobro Ramírez
 Vacante

Directores Suplentes
 Alan Fisher Hill
 Julio Montero Montegu
 Claudio Betti Pruzo
 Juan Cristóbal Pavéz Recart
 Vacante

Gerente General
 Wilfredo Jara Tirapegui

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato de compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDEC-SIC. Central Eólica Canela S.A. mantiene una deuda con Endesa Eco S.A, filial de Endesa Chile, por 196,8 millones de dólares.

SAN ISIDRO

Razón Social
 Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 96.783.220-0.

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 Generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica.
 Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$39.005.904 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Alejandro García Chacón

Directores Titulares
 Alan Fisher Hill
 Pedro Gatica Kerr
 Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
 Ricardo Santibáñez Zamorano

Directores Suplentes
 Osvaldo Muñoz Díaz
 Carlo Carvallo Artigas
 Claudio Betti Pruzo
 Rodrigo Naranjo Martorell
 Enrique Lozán Jiménez

Gerente General
Claudio Iglesias Guillard
Relaciones Comerciales con Endesa Chile, filiales y coligadas San Isidro S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de su central y de servicios administrativos y comerciales, así como un contrato de compraventa de energía y potencia.
Con Transmisora Eléctrica de Quillota S.A. tiene contratos por el uso de los sistemas de transmisión, que le permite transmitir energía al Sistema Interconectado Central y con Electrogas S.A. tiene un contrato para el transporte del gas natural.

CELTA

Razón Social
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.770.940-9.

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$103.099.643 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Alejandro García Chacón

Directores
Alan Fischer Hill
Lionel Roa Burgos

Gerente General
Eduardo Soto Trincado

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Celta S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

INGENDESA

Razón Social
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.588.800-4.

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
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.

Capital Pagado
\$2.600.176 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)

Directores
Rafael De Cea Chicano
Vacante

Gerente General
Vacante
Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Ingendesa presta servicios a Endesa Chile, filiales y empresas relacionadas, comprendiendo diversas consultorías y desarrollos de ingeniería para las obras que dichas empresas están realizando o proyectando realizar.

PANGUE

Razón Social
Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.589.170-6.

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica de la central hidroeléctrica Pangue, en la hoya del río Biobío.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$91.041.497 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón

Gerente General
Lionel Roa Burgos

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Pangue S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de su central y de administración comercial y financiera como también un contrato de compraventa de energía y potencia.

PEHUENCHE

Razón Social
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Rut
96.504.980-0.

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
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
\$200.319.020 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores
Alan Fischer Hill
Daniel Bortnik Ventura
Alejandro García Chacón
Pedro Gatica Kerr
Enrique Lozán Jiménez
Osvaldo Muñoz Díaz

Gerente General
Lucio Castro Márquez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 Pehuenche S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscrito con Endesa Chile contratos de compraventa de energía y potencia.

ENDESA ECO

Razón Social
 Endesa Eco S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 76.313.310-9

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, tales como minihidro, 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.

Capital Pagado
 \$681.845 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)

Directores
 Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
 Renato Fernández Baeza (Gerente de Comunicación Endesa Chile)

Gerente General
 Wilfredo Jara Tirapegui

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 Con fecha 23 de mayo de 2008 se firmó un contrato de compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de la central Ojos de Agua que sea reconocida por el CDEC-SIC y entregada en el punto de inyección al Sistema Interconectado Central. La compañía posee un préstamo a su filial Central Eólica Canela S.A. por un monto de 196,8 millones de dólares.

ENIGESA

Razón Social
 Endesa Inversiones Generales S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 96.526.450-7.

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 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.

Capital Pagado
 \$3.055.838 miles.

Directorio
 Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)
 Luis Larumbe Aragón (Gerente de Planificación y Control Endesa Chile)
 Pietro Corsi Misle (Gerente de Recursos Humanos Endesa Chile)
 Gerente General
 Pietro Corsi Misle

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 Enigesa, en su calidad de propietaria de algunos de los inmuebles ocupados por Endesa Chile y filiales en la Región Metropolitana y administradora del Edificio Central, entrega a éstas los servicios de arriendo de oficinas, estacionamientos y bodegas e instalaciones deportivas.

INVERSIONES ENDESA NORTE

Razón Social
 Inversiones Endesa Norte S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 96.887.060-2.

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 Efectuar inversiones en proyectos energéticos en el norte de Chile, vinculados a las sociedades del Proyecto Gas Atacama.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de Inversiones.

Capital Pagado
 \$92.571.642 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores Titulares
 Daniel Bortnik Ventura
 Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)

Directores Suplentes
 Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
 Raúl Arteaga Errázuriz
 Luis Larumbe Aragón (Gerente de Planificación y Control Endesa Chile)

Gerente General
 Juan Benabarre Benaiges

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La compañía no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TÚNEL EL MELÓN

Razón Social
 Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 96.671.360-7.

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social
 Ejecución, construcción y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas.

Actividades que desarrolla
 Concesionaria de obra pública.

Capital Pagado
 \$46.709.460 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Luis Larumbe Aragón (Gerente de Planificación y Control Endesa Chile)

Directores
Renato Fernández Baeza (Gerente de Comunicación Endesa Chile)
Vacante

Gerente General
Maximiliano Ruiz Ortiz

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Se encuentra vigente un contrato de prestación de servicios de Endesa Chile en materias tales como: contabilidad, tesorería, administración, informática, mesa de dinero, seguros, personal, capacitación, bienestar, prevención de riesgos, contraloría y contratos, entre otros.

EMGESA

Razón Social
Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima, empresa de servicios públicos.

Domicilio
Carrera 11 N° 82-76, piso 4 Bogotá, D.C. Colombia.

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.
Capital Pagado
\$142.906.410 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
José A. Vargas Lleras

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Lucio Rubio Díaz
Luisa Fernanda Lafourie
Mónica De Greiff
Beatriz Helena Arbeláez
José Iván Velásquez

Directores Suplentes
Sebastián Fernández (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
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 Pizarro

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón Social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Carrera 13 A N° 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C. Colombia.

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.

Actividades que desarrolla
Servicios portuarios.

Capital Pagado
\$1.439 miles.

Directorio
Directores Titulares
Fernando Gutiérrez Medina
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores Suplentes
Gustavo Gómez Cerón
Alba Lucía Salcedo
Luis Fernando Salamanca

Gerente General
Fernando Gutiérrez Medina

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CHINANGO

Razón Social
Chinango S.A.C.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Av. Victor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú.

Objeto Social
Generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$45.086.557 miles.

Gerente General
EDEGEL S.A.A., representado por Julián Cabello Yong.

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EDEGEL

Razón Social
Edegel S.A.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Domicilio
Av. Victor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, Centro Empresarial Camino Real, San Isidro, Lima, Perú.

Objeto Social
En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$374.326.011 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Ignacio Blanco Fernández

Directores Titulares
Alberto Briand Rebaza Torres
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Rafael Fauquie Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Francisco García Calderón Portugal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Directores Alternos
Milagros Noriega Cerna
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Julián Cabello Yong
Teobaldo José Cavalcante Leal
Arrate Gorostidi Aguirresarobe
Claudio Herzka Buchdahl
Alberto Triulzi Mora

Principales Ejecutivos
Carlos Alberto Luna Cabrera
Gerente General

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ

Razón Social
Generandes Perú S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú.

Objeto Social
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.

Capital Pagado
\$164.297.758 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Ignacio Blanco Fernández

Directores Titulares
Alberto Briand Rebaza Torres
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y Comercialización Endesa Chile)
Rafael Fauquie 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 (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
José María Hidalgo Martín-Mateos
Gonzalo Adolfo de las Casas Salinas
Milagros Noriega Cerna

Principales Ejecutivos
Carlos Luna Cabrera
Gerente General
Milagros Noriega Cerna
Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón Social
Aysén Transmisión S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS.

Rut
76.041.891-9

Domicilio
Miraflores 383, oficina 1302 Santiago, Chile.

Objeto Social
Desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Región de Aysén. Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) el diseño, desarrollo, construcción, operación, propiedad, mantenimiento y explotación de sistemas de transmisión eléctrica, b) el transporte de energía eléctrica, y c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social.

Actividades que desarrolla
Transmisión eléctrica.

Capital Pagado
\$22.368 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional Planificación y Control Enerjis S.A.)

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
Eduardo Morel Montes
Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry

Gerente General
Jorge Andrés Taboada Rodríguez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene Relaciones Comerciales con Endesa Chile.

HIDROAYSÉN

Razón Social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS.

Rut
76.652.400-1.

Domicilio
En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.

Objeto Social
El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la XI Región de Aysén, de capacidad estimada 2.750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina "Proyecto Aysén". Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) la producción y transporte de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto).

Capital Pagado
\$120.975.665 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional Planificación y Control Enersis S.A.)

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
Eduardo Morel Montes
Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry

Vicepresidente Ejecutivo
Daniel Fernández Koprich

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Hidroaysén S.A. venderá energía y potencia por ella generada a Endesa Chile mediante contratos PPA a 30 años plazo. Asimismo, la sociedad tiene contratos de prestación de servicios con Ingendesa.

AYSÉN ENERGÍA

Razón Social
Aysén Energía S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
76.091.595-5

Domicilio
Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto Social
Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelto primero de la Resolución N°30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por Hidroaysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.

Actividades que desarrolla
Generación y transmisión energía eléctrica (proyecto).

Capital Pagado
\$4.900 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional Planificación y Control Enersis S.A.)

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
Eduardo Morel Montes
Juan Eduardo Vásquez
Cristián Morales Jaureguiberry
Gerente General
Daniel Fernández Koprich

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CONSORCIO ARA - INGENDESA

Razón Social
Consortio Ara - Ingendesa Ltda.

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut
77.625.850-4.

Domicilio
Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile.

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, 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.

Capital Pagado
\$1.000 miles.

Apoderados
Apoderados Titulares
Alejandro Santolaya de Pablo
Vacante

Apoderados Suplentes
Elías Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso
Vacante
Vacante

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA CHILE

Razón Social
Gasatacama Chile S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
78.932.860-9.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social
La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) el transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) 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 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.

Capital Pagado
\$ 85.593.637 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Raúl Sotomayor Valenzuela

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Gonzalo Dulanto Letelier
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores Suplentes
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Eduardo Ojea Quintana
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)

Gerente General
Rudolf Araneda Kauert

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene suscrito con Endesa Chile dos contratos de transporte de gas natural para su central Taltal, ubicada en II Región de Chile.

GASATACAMA

Razón Social
Gasatacama S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
96.830.980-3.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social
La sociedad tendrá por objeto: a) la administración y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada, GasAtacama Generación Limitada y de las demás sociedades que acuerden los socios; b) la inversión de sus recursos, por cuenta propia o ajena, en toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporeales, valores, acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$136.417.468 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Raúl Sotomayor Valenzuela

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Gerente General Endesa Chile)
Gonzalo Dulanto Letelier
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores Suplentes
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Eduardo Ojea Quintana
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)

Gerente General
Rudolf Araneda Kauert

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón Social
Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
78.952.420-3.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social
El transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Esta sociedad estableció una agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital Pagado
\$97.427.104 miles.

Directorio
Directores Titulares
Gustavo Venegas Castro
Luis Vergara Aguilar
Rafael Zamorano Chaparro

Directores Suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Gerente General
Rudolf Araneda Kauert

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de transporte de gas para su central Taltal ubicada en la II Región de Chile.

GASODUCTO TALTAL

Razón Social
Gasoducto Tal Tal S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
77.032.280-4.

Domicilio
Santiago, Chile.

Objeto Social
El transporte, comercialización y distribución de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital Pagado
\$17.569.936 miles.

Directorio
Directores Titulares
Gustavo Venegas Castro
Luis Vergara Aguilar
Rafael Zamorano Chaparro

Directores Suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Gerente General
Rudolf Araneda Kauert

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón Social
Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut
76.014.570-K.

Domicilio
Santiago, Chile.

Objeto Social
La sociedad tiene por objeto: a) la participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) el transporte de gas natural en cualquiera de sus formas; ii) la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica, iii) financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados y; b) la percepción e inversión de los bienes que se invierten, quedando comprendidas las actividades lucrativas relacionadas a las ya citadas.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$156.090.227 miles.

Directorio
Directores Titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela
Gonzalo Dulanto Letelier
Vacante
Vacante

Directores Suplentes
Juan Benabarre Benaiges (Gerente Ingeniería, Proyectos e Investigación, Desarrollo e Innovación Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
Eduardo Ojea Quintana

Gerente General
Rudolf Araneda Kauert

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

PROGAS

Razón Social
Progas S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3356, 8° piso, Santiago, Chile.

Objeto Social
Desarrollar en la I, II y III regiones del país la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

Actividades que desarrolla
Suministro de gas.

Capital Pagado
\$1.439 miles.

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

Gerente General
Alejandro Sáez Carreño

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TRANSQUILLOTA

Razón Social
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de Sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut
77.017.930-0.

Domicilio
Ruta 60, km 25, Lo Venecia, comuna de Quillota, V Región de Valparaíso.

Objeto Social
Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividades que desarrolla
Transmisión energía eléctrica.

Capital Pagado
\$4.404.446 miles.

Apoderados
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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene contratos con Endesa Chile y San Isidro S.A. por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central. La empresa tiene un crédito con Endesa Chile por 1,5 millones de dólares.

ATACAMA FINANCE

Razón Social
Atacama Finance Co.

Tipo de Sociedad
Compañía exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

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

Objeto Social
El principal objetivo de la sociedad incluye el 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
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$2.948.463 miles.
Directorio
Presidente del Directorio
Horacio Reyser

Directores
Daniel Bortnik Ventura
Ricardo Rodríguez
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene un crédito con Endesa Chile por 75 millones de dólares.

ENERGEX

Razón Social
Energex Co.

Tipo de Sociedad
Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

Domicilio
Walker House, 87 Mary Street, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands.

Objeto Social

La sociedad tiene como objeto 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.

Capital Pagado
 \$4.680 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Horacio Reyser

Directores
 Daniel Bortnik Ventura
 Ricardo Rodríguez
 Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Endesa Chile)

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CTM

Razón Social
 Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.

Domicilio
 Bartolomé Mitre 797, Piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Objeto Social
 Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
 Transmisión energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$ 2.236.873 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 José María Hidalgo Martín-Mateos

Directores Titulares
 Guilherme Gomes Lencastre
 Arturo Pappalardo
 Directores Suplentes
 José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y Comercialización Endesa Chile)
 Juan Carlos Blanco
 Roberto José Fagan

Gerente General
 Guilherme Gomes Lencastre

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

DISTRILEC INVERSORA

Razón Social
 Distrilec Inversora S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada

Domicilio
 San José 140, Buenos Aires, Argentina.

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.

Capital Pagado
 \$93.172.557 miles.

Directorio
 Directores Titulares
 Clovis Correa de Queiroz
 Cristián Fierro Montes
 Gonzalo Vial Vial
 María Inés Justo
 Santiago Daireaux
 Ramiro Alfonsín Balza
 Daniel Casal
 Jorge Subijana
 Rigoberto Mejía Aravena
 Martín 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
 Vacante

Principales Ejecutivos
 José María Hidalgo Martín-Mateos

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA CEMSA

Razón Social
 Endesa Cemsa S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima.

Domicilio
 Pasaje Ing. E. Butty 220, Piso 16, Buenos Aires, República Argentina.

Objeto Social
 La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados. Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla
 Comercialización de energía eléctrica y gas.

Capital Pagado
 \$2.210.996 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
José María Hidalgo Martín-Mateos

Directores Titulares
José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y Comercialización Endesa Chile)
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Arturo Pappalardo
Roberto José Fagan
Pedro Cruz Viné

Gerente General
Juan Carlos Blanco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa mantiene un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US\$1.500.

TERMOELÉCTRICA SAN MARTÍN

Razón Social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Elvira Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina.

Objeto Social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N°1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N°1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$58.855 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
José María Vázquez

Directores Titulares
Claudio O. Majul
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Milton Gustavo Tomás Pérez
Jorge Anibal Rauber
Gerardo Carlos Paz
Guillermo Luis Fiad
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 Garmendía Rodríguez
Adscrito a la Gerencia General

Armando Federico Duvo
Claudio Majul
Marcelo Walter Holmgren

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TERMOELÉCTRICA BELGRANO

Razón Social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Suipacha 268, Piso 12, Buenos Aires, República de Argentina.

Objeto Social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N°1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE N°1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$58.855 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
José Miguel Granged Bruñen

Directores Titulares
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 Schmois

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TESA

Razón Social
Transportadora de Energía S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Bartolomé Mitre N° 797, Piso 11, Buenos Aires, República de Argentina.

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. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

Actividades que desarrolla
 Transmisión de energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$ 8.759.405 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 José María Hidalgo Martín-Mateos

Directores Titulares
 Guilherme Gomes Lencastre
 Arturo Pappalardo

Directores Suplentes
 José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y
 Comercialización Endesa Chile)
 Juan Carlos Blanco
 Roberto José Fagan

Gerente General
 Guilherme Gomes Lencastre

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AMPLA ENERGÍA E SERVIÇOS

Razón Social
 Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima abierta.

Domicilio
 Praça Leoni Ramos, N° 01 – São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Objeto Social
 Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios relacionados que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético y participar de otras sociedades del sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$279.961.754 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Mario Fernando de Melo Santos

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

Principales Ejecutivos
 Marcelo Llévenes 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 Bustilho Oliveira

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AMPLA INVESTIMENTOS E SERVIÇOS

Razón Social
 Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima abierta.

Domicilio
 Praça Leoni Ramos, N° 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil

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

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
 \$33.662.736 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Mario Fernando de Melo Santos

Directores
 Antonio Basilio Pires e Albuquerque
 Ramiro Alfonsin Balza (Gerente Regional Planificación y Control Enersis S.A.)
 Cristián Eduardo Fierro Montes
 Nelson Ribas Visconti
 Luiz Felipe Palmeira Lampreia
 José Alves Mello Franco
 José Távora Batista
 Marcelo Llévenes Rebolledo

Principales Ejecutivos
 Marcelo Llévenes Rebolledo
 Director Presidente

Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
 José Alves de Mello Franco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

ENDESA CACHOEIRA

Razón Social
 Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
 Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada, Goiás, Brasil.

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, puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
 \$81.071.089 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Guilherme Lencastre

Directores
Luis Larumbe Aragón (Gerente de Planificación y Control
Endesa Chile)
Marcelo Llévènes Rebolledo

Principales Ejecutivos
Guilherme 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
Nelson Ribas Visconti

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA FORTALEZA

Razón Social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Rodovia CE 422, Km 1, Complexo Industrial e Portuário de
Pecém, Caucaia – Ceará.

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.

Capital Pagado
\$42.639.366 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Guilherme Lencastre

Directores
Marcelo Llévènes Rebolledo
Luciano Galasso

Principales Ejecutivos
Manuel Herrera Vargas
Gerente General

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA CIEN

Razón Social
Companhia de Interconexão Energética S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, nº 1, piso 6, Bloco 2 - parte, São
Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Objeto Social
La actuación en producción, industrialización, distribución
y comercialización de energía eléctrica, inclusive en
las actividades de importación y exportación. Para la
realización de su objeto, la Compañía promoverá el estudio,
planificación y construcción de las instalaciones relativas
a los sistemas de producción, transmisión, conversión y
distribución de energía eléctrica, realizando y captando las
inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que
venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá
la Compañía promover la implementación de proyectos
asociados, bien como la realización de actividades
inherentes, accesorias o complementarias a los servicios y
trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus
finés, la Compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
Transporte y comercialización energía eléctrica.

Capital Pagado
\$79.948.998 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Marcelo Llévènes Rebolledo

Directores
Guilherme Lencastre
José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y
Comercialización Endesa Chile)

Principales Ejecutivos
Guilherme 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COELCE

Razón Social
Companhia Energética do Ceará

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Domicilio
Rua Padre Valdevino, 150, Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil.

Objeto Social
Distribución de energía eléctrica y servicios afines en el
estado de Ceará.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Capital Pagado
\$121.465.440 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Mario Fernando de Melo Santos

Directores Titulares
 Marcelo Llévanes Rebolledo
 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
 Vládja 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA BRASIL

Razón Social
 Endesa Brasil S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima.

Domicilio
 Praça Leoni Ramos, nº 1, 7º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

Objeto Social
 La participación en el capital social de otras compañías y sociedades en cualquier segmento del sector eléctrico, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla
 Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
 \$226.099.641 miles.

Directorio
 Presidente del Directorio
 Mario Fernando de Melo Santos
 Vicepresidente
 Ignácio Antoñanzas Alvear (Gerente General Enersis S.A.)

Directores
 Massimo Tambosco (Subgerente General Enersis S.A.)
 Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
 Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional Planificación y Control Enersis S.A.)
 Cristián 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EN-BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS

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

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada constituída de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.

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

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.

Capital Pagado
 \$2.820 miles.

Administración
 Ricardo da Silva Correa
 Gerente General

Leonardo de Paula Freitas Guimarães.

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EÓLICA FAZENDA NOVA O GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

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

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

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

Objeto Social
 La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; participación en otras sociedades como socia, accionista, o cotista e importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Capital Pagado
 R\$1.839.000.

Administración
 Marcelo Llévanes Rebolledo
 Presidente

Guilherme Gomes Lencastre
 Enrique de las Morenas

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVESTLUZ

Razón Social
 Investluz S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima.

Domicilio
Rua Padre Valdevino, n° 150 – Parte Fortaleza, Ceará, Brasil.

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

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$267.899.274 miles.

Administración
Abel Alves Rochinha
Presidente

Luis Carlos Ortins de Bettencourt
Olga Jovana Carranza Salazar
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Cristine de Magalhães Marcondes

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CONSORCIO ARA – INGENDESA – SENER

Razón Social
Consortio Ara – Ingendesa – Sener Limitada

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut
76.738.990-6.

Domicilio
Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile.

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.

Capital Pagado
\$1.000 miles.

Apoderados
Apoderados Titulares
Alejandro Santolaya de Pablo
Ernesto Ferrandiz Doménech
Vacante
Vacante

Apoderados Suplentes
Elias Arce Cyr
Cristián Araneda Valdivieso
Joaquín Botella Malagón
Angel Ares Montes
Vacante
Vacante

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ELECTROGAS

Razón Social
Electrogas S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.806.130-5.

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

Objeto Social
Prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital Pagado
\$9.934.053 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores Titulares
Juan Eduardo Vásquez Moya
Enrique Donoso Moscoso
Pedro Gatica Kerr
Rafael Sotil Bidart

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

Gerente General
Carlos Andreani Luco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Electrogas S.A. mantiene vigente un contrato por transporte firme de gas natural y otro de transporte de diesel con Compañía Eléctrica San Isidro S.A.
Asimismo, con Endesa Chile, Electrogas S.A. mantiene vigente un contrato de transporte de gas de naturaleza interrumpible y otro de naturaleza en firme. Finalmente, entre Endesa Chile y Electrogas S.A. se encuentra vigente un contrato de transporte de diesel y un contrato para la operación y mantenimiento de un oleoducto para el suministro de petróleo diesel a la Central Termoeléctrica Quintero.

GNL CHILE

Razón Social
GNL Chile S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
76.418.940-K.

Domicilio
Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes, Santiago.

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.

Capital Pagado
\$1.416.273 miles.

Directorio
Directores Titulares
José Venegas Maluenda (Gerente Regional de Trading y
Comercialización Endesa Chile)
Eduardo Morandé Montt
Rafael Sotil Bidart

Directores Suplentes
Juan Oliva Vásquez
Gonzalo Palacios Vásquez
Rosa Herrera Martínez

Gerente General
Eric Ahumada Gómez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La compañía cuenta con relaciones comerciales con GNL Chile S.A. con motivo de contratos de suministro de gas provenientes de la regasificación del gas natural licuado. Los accionistas de GNL Chile S.A. han efectuado préstamos a la sociedad, la deuda de GNL Chile S.A. con Endesa Chile es de 562 mil dólares.

GNL QUINTERO

Razón Social
GNL QUINTERO S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
76.788.080-4

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

Objeto Social
El desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado ("GNL") y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías (el "Terminal de Regasificación"); así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto, incluyendo, pero no limitado a, la dirección y gestión de todos los acuerdos comerciales necesarios para la recepción de GNL o la entrega de éste a clientes, regasificación de GNL, entrega de gas natural, y venta de los servicios y capacidad de almacenaje, procesamiento, regasificación, carga y descarga del Terminal de Regasificación y de entrega de GNL (el "Proyecto") y de sus expansiones, de haberlas; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a 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.

Directorio
Presidente del Directorio
William Jude Way

Directores Titulares
Diego Hollweck
Rafael Sotil Bidart
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)
Eduardo Morandé Montt.

Directores Suplentes
Patricio Silva Barroilhet
Elizabeth Grace Spomer.
Rosa Herrera Martínez
Diego Hollweck
Juan Oliva Vásquez
Francisco Gazmuri Schleyer.

Gerente General
Antonio Bacigalupo Gittins

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVERSIONES ELECTROGAS

Razón Social
Inversiones Electrogas S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.889.570-2.

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

Objeto Social
Comprar, vender, invertir y mantener acciones de la sociedad anónima cerrada Electrogas S.A.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital Pagado
\$12.892.914 miles.

Directorio
Presidente del Directorio
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Producción Eléctrica de Generación Endesa Chile)

Directores Titulares
Juan Eduardo Vásquez Moya
Enrique Donoso Moscoso
Pedro Gatica Kerr
Rafael Sotil Bidart

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

Gerente General
Carlos Andreani Luco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

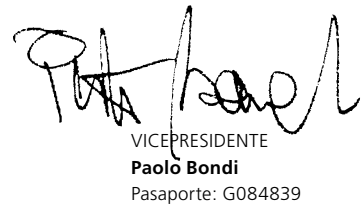


Declaración
de responsabilidad

Los directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables, bajo juramento, de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).



PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
Rut: 6.243.657-3



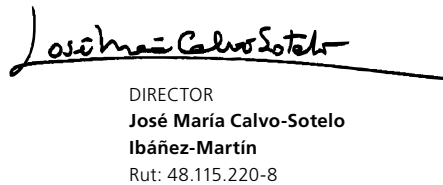
VICEPRESIDENTE
Paolo Bondi
Pasaporte: G084839



DIRECTOR
Francesco Buresti
Pasaporte: F685628



DIRECTOR
Luis de Guindos Jurado
Rut: 48.126.524-K



DIRECTOR
**José María Calvo-Sotelo
Ibáñez-Martín**
Rut: 48.115.220-8



DIRECTOR
Felipe Lamarca Claro
Rut: 4.779.125-1



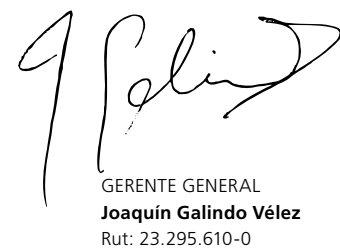
DIRECTOR
Vittorio Corbo Lioi
Rut: 4.965.604-1



DIRECTOR
Jaime Estévez Valencia
Rut: 4.774.243-9



DIRECTOR
Jaime Bauzá Bauzá
Rut: 4.455.704-5



GERENTE GENERAL
Joaquín Galindo Vélez
Rut: 23.295.610-0

An aerial photograph of a large dam and reservoir. The dam is a long, concrete structure with several spillways. The reservoir is filled with dark water. The surrounding landscape is rocky and hilly. A white speech bubble is overlaid on the left side of the image, containing the text "Estados financieros consolidados".

Estados financieros consolidados



INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

A los señores accionistas:

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 Empresa Nacional de Electricidad 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.

En consecuencia, no tenemos observaciones que formular.



Ignacio Rodríguez Llona
Inspector de Cuenta



Rolf Heller Ihle
Inspector de Cuenta

Santiago, 24 de Enero de 2011.



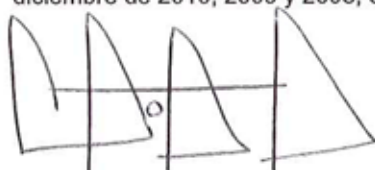
INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores Accionistas y Directores de
Empresa Nacional de Electricidad S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera consolidados de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, 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 (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Nacional de Electricidad S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales y asociadas, los cuales representan, a nivel consolidado, un 34,55% y 35,84% de los activos totales por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente y un 30,33%, 27,96% y 26,74% de los ingresos totales 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 nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales y asociadas, se basan 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 las 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 Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías y los informes de los otros auditores, 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 consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Cristián Bastián E.
Santiago, 26 de enero de 2011

KPMG Ltda.

Estados de Situación Financiera Consolidados

al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	333.269.859	446.438.229
Otros activos financieros corrientes	6	72.201	1.536.149
Otros activos no financieros corriente		6.625.837	9.068.636
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	250.678.552	331.585.506
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	79.032.363	69.160.836
Inventarios	9	42.139.761	40.179.588
Activos por impuestos corrientes	10	81.208.150	44.392.298
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		793.026.723	942.361.242
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	28.295.886	4.141.795
Otros activos no financieros no corrientes		10.884.644	11.938.376
Derechos por cobrar no corrientes	7	126.461.117	66.716.465
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11	581.743.347	574.097.291
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	44.354.510	42.638.575
Plusvalía	13	100.085.306	105.545.382
Propiedades, planta y equipo	14	4.253.906.589	4.326.989.360
Activos por impuestos diferidos	15	96.113.683	94.924.126
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		5.241.845.082	5.226.991.370
TOTAL ACTIVOS		6.034.871.805	6.169.352.612

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	16	252.708.694	348.548.785
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	19	377.477.705	373.871.856
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corriente	8	223.038.793	90.554.059
Otras provisiones, corrientes	20	44.557.382	33.393.224
Pasivos por impuestos corrientes	10	52.742.191	123.945.432
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	21	2.703.107	3.448.733
Otros pasivos no financieros corrientes		7.761.880	7.339.592
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		960.989.752	981.101.681
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	1.538.650.097	1.807.698.972
Otras cuentas por pagar, no corrientes	19	3.738.357	7.569.739
Otras provisiones, no corrientes	20	20.918.513	20.160.585
Pasivo por impuestos diferidos	15	347.009.839	347.876.619
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	21	28.653.226	28.231.131
Otros pasivos no financieros no corrientes		30.084.829	21.712.033
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.969.054.861	2.233.249.079
TOTAL PASIVOS		2.930.044.613	3.214.350.760
PATRIMONIO			
Capital emitido	22	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas	22	1.442.314.476	1.106.819.324
Primas de emisión	22	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	22.5	(603.550.240)	(575.456.324)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.376.486.878	2.069.085.642
Participaciones no controladoras	22.6	728.340.314	885.916.210
TOTAL PATRIMONIO		3.104.827.192	2.955.001.852
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		6.034.871.805	6.169.352.612

Estados de Resultados Integrales Consolidados

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

(En miles de pesos)

Ganancia (pérdida)	Nota	2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	2.397.944.527	2.406.367.778	2.531.561.947
Otros ingresos, por naturaleza	23	37.437.927	12.551.577	4.826.492
Total de Ingresos		2.435.382.454	2.418.919.355	2.536.388.439
Materias primas y consumibles utilizados	24	(1.191.327.819)	(976.145.889)	(1.304.453.135)
Margen de Contribución		1.244.054.635	1.442.773.466	1.231.935.304
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		10.126.628	731.901	500.315
Gastos por beneficios a los empleados	25	(80.066.349)	(75.564.322)	(63.799.789)
Gasto por depreciación y amortización	26	(179.007.900)	(196.142.075)	(186.604.575)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo		(706.125)	(43.999.600)	-
Otros gastos, por naturaleza	27	(103.677.256)	(110.868.779)	(107.867.715)
Resultado de Explotación		890.723.633	1.016.930.591	874.163.540
Otras ganancias (pérdidas)		1.894.099	(25.294)	308.378
Ingresos financieros	28	10.083.190	25.315.918	34.323.234
Costos financieros	28	(142.256.150)	(188.368.384)	(198.439.587)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	11	91.673.758	98.457.836	82.131.590
Diferencias de cambio	28	15.618.964	(17.017.325)	(5.828.382)
Resultado por unidades de reajuste	28	(3.162.695)	9.275.308	(18.950.333)
Ganancia antes de impuestos		864.574.799	944.568.650	767.708.440
Gasto por impuestos a las ganancias	29	(179.964.192)	(172.468.296)	(210.177.605)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		684.610.607	772.100.354	557.530.835
GANANCIA		684.610.607	772.100.354	557.530.835
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		533.555.794	627.053.406	433.177.184
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras		151.054.813	145.046.948	124.353.651
GANANCIA		684.610.607	772.100.354	557.530.835
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	65,05	76,45	52,82
Ganancia por acción básica	\$ / acción	65,05	76,45	52,82
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	65,05	76,45	52,82
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	65,05	76,45	52,82

Estados de Resultados Integrales Consolidados

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	Enero - Diciembre		
		2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ganancia (Pérdida)		684.610.607	772.100.354	557.530.835
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(71.162.059)	(226.884.446)	156.276.385
Total diferencias de cambio por conversión		(71.162.059)	(226.884.446)	156.276.385
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(840)	55.354	(55)
Total activos financieros disponibles para la venta		(840)	55.354	(55)
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		39.403.869	215.731.150	(333.277.609)
Total coberturas del flujo de efectivo		39.403.869	215.731.150	(333.277.609)
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(938.426)	(1.425.917)	(1.770.360)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(32.697.456)	(12.523.859)	(178.771.639)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral		143	(9.563)	9
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(7.544.962)	(37.339.636)	58.245.740
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral		210.906	754.710	218.879
Total de impuestos a las ganancias		(7.333.913)	(36.594.489)	58.464.628
Total Otro Resultado Integral		(40.031.369)	(49.118.348)	(120.307.011)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		644.579.238	722.982.006	437.223.824
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		499.510.421	703.772.844	248.631.881
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		145.068.817	19.209.162	188.591.943
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		644.579.238	722.982.006	437.223.824

Estado de cambios en el patrimonio

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en otras reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2010	1.331.714.085	206.008.557	73.027.963	79.113.232	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(53.180.003)	25.086.784	(5.951.457)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	5.951.457
Total de cambios en patrimonio	-	-	(53.180.003)	25.086.784	-
Saldo Final al 31/12/2010	1.331.714.085	206.008.557	19.847.960	104.200.016	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Otras reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2009	1.331.714.085	206.008.557	171.195.873	(96.826.564)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(98.167.910)	176.903.759	(2.062.202)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	(963.963)	2.062.202
Total de cambios en patrimonio	-	-	(98.167.910)	175.939.796	-
Saldo Final al 31/12/2009	1.331.714.085	206.008.557	73.027.963	79.113.232	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Otras reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2008	1.222.877.948	206.008.557	84.113.627	169.086.413	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			87.082.246	(265.912.977)	(5.714.526)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	108.836.137	-	-	-	5.714.526
Total de cambios en patrimonio	108.836.137	-	87.082.246	(265.912.977)	-
Saldo Final al 31/12/2008	1.331.714.085	206.008.557	171.195.873	(96.826.564)	-

Cambios en otras reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
50.090	(727.647.609)	(575.456.324)	1.106.819.324	2.069.085.642	885.916.210	2.955.001.852
			533.555.794	533.555.794	151.054.813	684.610.607
(697)	-	(34.045.373)	(34.045.373)	(34.045.373)	(5.985.996)	(40.031.369)
			499.510.421	499.510.421	145.068.817	644.579.238
			(192.109.185)	(192.109.185)		(192.109.185)
-	-	5.951.457	(5.951.457)	-	(302.644.713)	(302.644.713)
(697)	-	(28.093.916)	335.495.152	307.401.236	(157.575.896)	149.825.340
49.393	(727.647.609)	(603.550.240)	1.442.314.476	2.376.486.878	728.340.314	3.104.827.192

Otras reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
4.299	(727.647.609)	(653.274.001)	714.281.371	1.598.730.012	1.103.224.206	2.701.954.218
			627.053.406	627.053.406	145.046.948	772.100.354
45.791	-	76.719.438	76.719.438	76.719.438	(125.837.786)	(49.118.348)
			703.772.844	703.772.844	19.209.162	722.982.006
			(231.757.816)	(231.757.816)		(231.757.816)
-	-	1.098.239	(2.757.637)	(1.659.398)	(236.517.158)	(238.176.556)
45.791	-	77.817.677	392.537.953	470.355.630	(217.307.996)	253.047.634
50.090	(727.647.609)	(575.456.324)	1.106.819.324	2.069.085.642	885.916.210	2.955.001.852

Otras reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
4.345	(578.428.489)	(325.224.104)	434.036.610	1.537.699.011	937.572.442	2.475.271.453
			433.177.184	433.177.184	124.353.651	557.530.835
(46)	-	(184.545.303)	(184.545.303)	(184.545.303)	64.238.292	(120.307.011)
			-	248.631.881	188.591.943	437.223.824
			(187.342.832)	(187.342.832)		(187.342.832)
-	(149.219.120)	(143.504.594)	34.410.409	(258.048)	(22.940.179)	(23.198.227)
(46)	(149.219.120)	(328.049.897)	280.244.761	61.031.001	165.651.764	226.682.765
4.299	(727.647.609)	(653.274.001)	714.281.371	1.598.730.012	1.103.224.206	2.701.954.218

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

Por los períodos 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)		684.610.607	772.100.354	557.530.835
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)				
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	29	179.964.192	172.468.296	210.177.605
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		(873.778)	(793.538)	11.986.371
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(76.456.490)	13.387.623	(107.070.706)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(10.083.190)	(25.315.918)	(34.323.234)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(12.215.651)	(130.366.242)	14.956.481
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación		139.998.316	165.776.683	209.435.974
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	26	179.007.900	196.142.075	186.604.575
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	14	706.125	43.999.600	-
Ajustes por provisiones		(495.581)	3.249.264	2.223.497
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	28	(15.618.964)	17.017.325	5.828.382
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	11	(91.673.758)	(98.457.836)	(82.131.590)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		140.165.662	51.002.270	54.319.612
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		432.424.783	408.109.602	472.006.967
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(261.341.269)	(184.639.994)	(78.599.380)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		855.694.121	995.569.962	950.938.422
Estado de Flujo de Efectivo Indirecto				
	Nota	2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		(88.979.632)	(208.922.322)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(125.666.819)	(8.974.911)	(47.066.212)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.463.080	4.806.509	6.536.995
Compras de propiedades, planta y equipo		(254.609.306)	(315.589.508)	(255.117.543)
Compras de activos intangibles		(4.180.226)	(411.575)	(2.487.916)
Compras de otros activos a largo plazo		(263.466)	-	-
Dividendos recibidos		54.218.010	75.347.648	35.462.910
Intereses recibidos		1.525.208	2.441.046	3.025.736
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	9.847.726	57.974.013
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(416.493.151)	(441.455.387)	(201.672.017)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		152.550.484	356.837.676	575.829.749
Préstamos de entidades relacionadas		162.244.249	11.436.262	58.060.070
Pagos de préstamos		(436.075.044)	(671.425.988)	(355.312.454)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(22.261.038)	(3.171.884)	(6.996.069)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(58.538.059)	(6.198.854)
Dividendos pagados		(303.502.026)	(321.098.242)	(248.859.257)
Intereses pagados		(118.988.001)	(114.393.219)	(163.445.494)
Otras entradas (salidas) de efectivo		18.140.940	-	448.471
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(547.890.436)	(800.353.454)	(146.473.838)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(108.689.466)	(246.238.879)	602.792.567
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		(4.478.904)	(26.540.872)	1.329.548
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(113.168.370)	(272.779.751)	604.122.115
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		446.438.229	719.217.980	115.095.865
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	333.269.859	446.438.229	719.217.980

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009.

(En miles de pesos)

Nota 01. Actividad y Estados Financieros del Grupo.

Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Endesa Chile (en adelante, "Endesa Chile" o el "Grupo").

Endesa Chile es una Sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994, y en Latibex desde 2001.

Endesa Chile es filial de Enersis S.A., entidad que a su vez es filial de Endesa, S.A., entidad española controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Unico Tributario N° 91.081.000-6

La dotación del Grupo alcanzó los 2.371 trabajadores al 31 de diciembre de 2010. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante ejercicio 2010 fue de 2.312 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 32.

Endesa Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, tanto en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile 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 Endesa Chile. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.5 y 3.k.

Nota 2. Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile 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 Endesa Chile 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 sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables vigentes 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 la NIC 39:	
Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a la 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 la NIIF 2:	
Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIC 24 Revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio.	Períodos 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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010):	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos Financieros: Información a revelar.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.
Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 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 Endesa Chile 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 de la Sociedad, 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.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados (ver Nota 21).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.b).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f 5 y 18).
- La energía suministrada a clientes y no facturada al cierre de cada ejercicio.
- 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.j).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.m).

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.

Son 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.

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 Endesa Chile", se describe la relación de Endesa Chile con cada una de sus filiales y entidades controladas en forma conjunta.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el ejercicio 2010 y 2009, no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación de Endesa Chile.

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Endesa Chile" se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo Endesa Chile posee una participación inferior al 50% en Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), tiene la consideración de "Sociedad Filial" ya que Endesa Chile, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de acciones, ejerce el control de la citada sociedad.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Endesa Chile posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "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. Endesa Chile 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 Endesa Chile 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 ejercicio.
 - 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 22.2).

Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha que Endesa Chile 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 22.5I).

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\$ 11.744.123, M\$ 4.745.501 y M\$ 4.331.965 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, capitalizados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, ascienden a M\$ 10.126.628, M\$ 731.901 y M\$ 500.315, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile y filiales deberán 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. Endesa Chile y filiales 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 20).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Endesa Chile 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 22.5i).

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.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las Propiedades, Plantas y Equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada 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 mayor información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase de 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 un detalle del período restante hasta su caducidad de aquella concesión que no tienen carácter indefinido:

Empresa	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón (Generación)	Argentina	30 años	13 años

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (ente gubernamental), tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos

requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 “Acuerdos sobre Concesión de Servicios”, norma que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (Ver nota 3b.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) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía.

b.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, se reconoce un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio.

El reconocimiento inicial de estos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos directos que sean directamente atribuibles a la operación. Posteriormente, se amortizan dentro del período de duración de la concesión.

El Grupo opera concesiones de carácter administrativo en donde la contraparte corresponde a un ente gubernamental, siendo la concesión sobre Túnel El Melón la única en donde existen factores determinantes para concluir que cumplen simultáneamente los requisitos explicados anteriormente.

En la concesión sobre Túnel El Melón el Ministerio de Obras Públicas de Chile (en adelante “MOP”) y nuestra filial Concesionaria Túnel El Melón S.A. suscribieron un contrato de concesión que establece, tanto los servicios que deben ser proporcionados por el operador, como el precio de los mismos. El derecho de concesión se extingue durante el mes de Junio de 2016, momento en el cual el MOP recupera, sin que deba cumplirse ninguna condición específica de su parte, el derecho a explotar los activos asociados al Túnel El Melón.

El Grupo ha aplicado el método del intangible establecido en la CINIIF 12. No ha reconocido ningún activo financiero relacionado a la concesión de Túnel El Melón, en consideración a que el contrato suscrito con el MOP no establece ingresos garantizados a todo evento.

La filial que ha reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión es la siguiente:

Empresa Titular de la concesión	Tipo	País	Plazo	Período restante hasta caducidad
Concesionaria Túnel el Melón S.A.	Infraestructura vial	Chile	23 años	6 años

b.2) Gastos de investigación y desarrollo.

Endesa Chile y filiales 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.

b.3) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas, servidumbres de paso y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo de las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

c) 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 de Endesa Chile 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 Notas 13 y Nota 22.5I).

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.d).

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 terminado al 31 de diciembre de 2010 no se han efectuado transacciones con las participaciones no controladoras.

d) 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%	8,7%	9,24%	9,53%
Argentina	Peso argentino	16,8%	16,9%		19,51%
Brasil	Real brasileño	9,6%	10,8%		11,32%
Perú	Nuevo sol peruano		7,9%		9,09%
Colombia	Peso colombiano		9,6%		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, Endesa Chile y filiales 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.

e) 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 Endesa Chile y Filiales 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.

f) Instrumentos financieros.

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

f.1) Activos financieros no derivados.

Endesa Chile y filiales clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 11) y las mantenidas para la venta, 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 período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.
- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que Endesa Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **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 "Ganancias 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.

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, 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.

f.3) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (ver Nota 3.f.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 16, 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.

f.4) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por Endesa Chile y filiales 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 de Endesa Chile y filiales justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección de Endesa Chile y filiales.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados Endesa Chile y filiales, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

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

f.5) Valor razonables 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, Endesa Chile y filiales utilizan 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)

f.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 Nota 3.f.1.).

g) Inversiones en Asociadas contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones en Asociadas sobre las que Endesa Chile 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 Endesa Chile 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 de Endesa Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (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 de Endesa Chile 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 a Endesa Chile conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Endesa Chile con cada una de sus Asociadas.

h) Inventarios.

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

i) 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.

j) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para Endesa Chile y filiales, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que Endesa Chile y filiales 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.

j.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

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

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

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 de los pasivos afectos a estos planes se registran directamente en el rubro "Patrimonio Total: Ganancias (pérdida) acumuladas".

k) 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.

Endesa Chile y filiales ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

l) 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, podrían clasificarse como pasivos a largo plazo.

m) 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 de Endesa Chile y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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 Endesa Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no 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.

n) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de Endesa

Chile y filiales durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Endesa Chile y filiales 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.

Endesa Chile y filiales registran por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

o) 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 de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

Durante los ejercicios 2010 y 2009, el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluido diferente del beneficio básico por acción.

p) 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 Endesa Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada período determinar 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.

q) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, 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.

a) 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) **Clientes 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) **Clientes libres:** Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW 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%.

b) 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 costos 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 costo 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.

Nota 05. Efectivo y Equivalente al Efectivo.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Efectivo en caja	50.988	53.594	78.500
Saldos en bancos	93.172.693	193.220.208	73.538.335
Depósitos a plazo	50.782.952	67.659.377	258.584.157
Otros instrumentos de renta fija	189.263.226	185.505.050	387.016.988
Total	333.269.859	446.438.229	719.217.980

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa, cuyo vencimiento es 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	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
CH\$	152.647.257	152.554.270	159.432.786
\$ Arg	13.504.738	11.629.007	15.309.637
\$ Col	74.588.339	160.969.953	133.927.140
Soles	12.943.946	13.346.169	1.920.653
US\$	79.297.297	107.638.574	408.627.764
Real	288.282	300.256	-
Total	333.269.859	446.438.229	719.217.980

Nota 06. Otros Activos Financieros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldos			
	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	63.327	63.918
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.422.288	2.423.878
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	54.650	-	25.387.885	590.622
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	17.551	1.536.089	91.262	732.253
Otros	-	60	331.124	331.124
Total	72.201	1.536.149	28.295.886	4.141.795

(*) Ver Nota 18.2.a

(**) Ver Nota 18.2.b

Nota 07. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31/12/2010		31/12/2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	252.783.856	126.461.117	334.241.556	66.716.465
Deudores comerciales, bruto	226.788.911	122.260.714	318.865.510	61.309.211
Otras cuentas por cobrar, bruto	25.994.945	4.200.403	15.376.046	5.407.254

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31/12/2010		31/12/2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	250.678.552	126.461.117	331.585.506	66.716.465
Deudores comerciales, neto	225.702.869	122.260.714	317.174.851	61.309.211
Otras cuentas por cobrar, neto	24.975.683	4.200.403	14.410.655	5.407.254

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

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.

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 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	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	4.198.270	2.286.695
Con antigüedad entre tres y seis meses	507.473	65.951
Con antigüedad entre seis y doce meses	569.018	105.135
Con vencimiento mayor a doce meses	1.278.888	88.453
Total	6.553.649	2.546.234

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	2.626.594
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	544.674
Montos castigados	(421.144)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(94.074)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.656.050
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	308.268
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(161.484)
Montos castigados	(697.530)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	2.105.304

(*) Ver Nota 26: Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Nota 08. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con sociedades filiales han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	549	7.402	-	-
Extranjera	Cia A. Multiser. Colombia Ltda.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	349	10.103	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	1.533.175	1.451.375	-	-
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica de Fortaleza S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Brasil	-	3.331	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	33.803.725	23.905.151	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	22	-	-	-
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	9.087	14.253	-	-
Extranjera	Compañía Interconexao Energética S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	714.803	773.861	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	32.156.072	33.387.059	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	134.554	135.940	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	8.269.289	8.843.640	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	2.513	3.069	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Otras	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	39.235	71.846	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	184.443	10.751	-	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	86.611	743	-	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	-	156.223	-	-
94.271.000-3	Enerisis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	530.371	339.995	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Peru	134.482	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	533.218	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Primos x pagar/cobrar a emp del grupo	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	312.084	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	458.094	-	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	9.458	-	-	-
96800460-3	Luz Andes Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.714	7.859	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Colombia	\$ Col	Colombia	-	106	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	90.728	38.129	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Colombia	27.787	-	-	-
Total							79.032.363	69.160.836	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Extranjera	Cia A. Multiser. Colombia Ltda.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	285.958	385.882	-	-
Extranjera	Cia A. Multiser. Perú Ltda.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Peru	7.170	2.280	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	5.310	-	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	15.953.845	16.761.928	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.634.690	133.333	-	-
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	281.854	775.322	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	80.098.656	1.802.889	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	562.269	637.078	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	52.354	8.420	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	15.173	15.611	-	-
96806130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	217.889	290.742	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	20.976	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	59.240	42.539	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Dividendos	Mas de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	957.059	866.168	-	-
94.271.000-3	Energis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	985.797	258.550	-	-
94.271.000-3	Energis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	96.008.029	67.019.988	-	-
94.271.000-3	Energis S.A.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	4.964	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	23.427.988	-	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	504.386	-	-	-
Extranjera	ICT Servicios informáticos Ltda	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	17.657	-	-	-
79.913.810-7	Inmb. M. Velasco	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	22.011	81.669	-	-
96800460-3	Luz Andes Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	16	-	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	677.595	1.063.880	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Cta cte mercantil	Mas de 90 días	Matriz Común	U.F	Chile	26.513	-	-	-
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	47.482	178.602	-	-
Extranjera	Synapsis de Argentina Ltda.	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	20.023	19.216	-	-
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	3.501	-	-	-
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Peru	140.388	209.962	-	-
Total							223.038.793	90.554.059	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008
					M\$	M\$	M\$
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	49.870	34.531	-
Extranjera	Cia A. Multiser. Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(462.260)	(529.150)	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	18.832	52.013	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	315.880.308	284.501.577	245.609.542
		Matriz Común	Servicios prestados	Chile	1.965.720	2.975.377	2.783.160
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(2.546)	(2.189)	(785.707)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(4.866.549)	-	-
		Matriz Común	Préstamos	Chile	-	616.084	-
Extranjera	Cia A. Multiser. Perú Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(33.536)	(27.810)	(71.909)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	204.826	42.553	17.708
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(16.834)	-	-
		Matriz Común	Préstamos	Chile	31	260	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Servicios prestados	Chile	1.081.260	1.018.125	1.067.722
		Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(1.997.448)	(937.096)	(1.167.488)
		Matriz	Préstamos	Chile	(955.224)	(3.065)	(98.667)
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	12.188	14.254	4.902
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	943.719	-	-
Extranjera	CAM Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(55.379)	-	(833.906)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	-	-	73.208
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	235.828	1.215.838	198.769
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(2.363.628)	(2.373.902)	(2.860.109)
Extranjera	Synapsis de Argentina Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(53.256)	(70.067)	(98.013)
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(662.426)	(426.060)	(458.535)
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(533.088)	(706.149)	(784.088)
		Matriz Común	Préstamos	Colombia	119	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	30.860	40.377	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	26.066	13.080	1.298
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(1)	-	-
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	112	-	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	25	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	141.854.364	137.288.265	93.237.414
		Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(111.254)	(340.033)	-
		Matriz Común	Servicios prestados	Colombia	95.231	89.794	104.362
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(445.908)	-	(523.660)
		Matriz Común	Préstamos	Colombia	(1.130.297)	(1.799.469)	(184.570)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(20.283.029)	(20.387.037)	(18.341.786)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Venta de Energía	Argentina	-	12.489.207	20.669.866
		Asociada	Compra de Energía	Argentina	-	(89.810)	(94.195)
		Asociada	Consumo de Gas	Argentina	-	(55.180.792)	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	109.531.161	77.262.815	42.033.260
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(150.526)	(104.129)	-
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(74.825)	-	-
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica de Fortaleza S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Brasil	-	33.715	43.951
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Asociada	Servicios prestados	Brasil	626.134	405.901	981.558
Extranjera	Endesa Servicios S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(2.063)	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	3.512	929.179	93.073
		Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(5.418.295)	(1.214.205)	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	196.624	41.403	9.928
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(48.681)	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	392.235	111.514	-
96.806.130-5	Consorcio Ara-Ingendesa Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-	505.331
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(179.597)	(315.525)	-
		Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	4.250.274	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	418.290	398.267	-
		Asociada	Préstamos	Chile	-	(247.192)	1.748.868
		Asociada	Servicios Prestados	Chile	86.563	37.651	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(2.608.180)	(1.239.471)	(4.576.224)
		Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(206.438)	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(143.303.323)	-	-
		Asociada	Préstamos	Chile	49.032	-	-
		Asociada	Peajes de Gas	Chile	14.109.590	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(431.117)	-	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	4.450	-	-
79.913.810-7	Inmb. M. Velasco	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(93.082)	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	8.876	-	-
		Asociada	Compra de Energía	Chile	(3.554.055)	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	48.042	-	-
		Asociada	Compra de Energía	Chile	(1.919.788)	-	-
Total					400.163.547	433.616.591	378.305.063

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.

Endesa Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio 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 con fecha 23 de abril 2010.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- **Cuentas por cobrar y pagar**

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- **Otras transacciones**

No existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, no han variados desde el año 2001.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 55,00 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.

En ambos casos con un incremento de un 100% para el Presidente y de un 50% para el Vicepresidente.

En el evento que un Director de Endesa Chile tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Endesa Chile ostentare directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Endesa Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Endesa Chile.

Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 121,33 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas.

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el directorio al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2010				
			Directorio de Endesa	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría	Variable a cuenta Utilidades
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/10 al 31/12/10	44.957	-	-	-	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	01/01/10 al 31/12/10	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/10 al 31/12/10	23.094	-	23.643	752	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/10 al 31/12/10	-	-	-	-	-
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/10 al 22/04/10	6.870	-	756	-	-
Gerardo Jofré Miranda	Director	01/01/10 al 28/02/10	5.713	-	2.260	-	-
Borja Prado Eulate	Director	01/01/10 al 22/04/10	5.455	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín (2)	Director	01/01/10 al 31/12/10	40.839	-	756	-	-
Luis de Guindos Jurado	Director	01/01/10 al 31/12/10	25.046	-	-	752	-
Vittorio Corbo	Director	22/04/10 al 31/12/10	14.623	-	-	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	22/04/10 al 31/12/10	14.623	-	20.628	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	22/04/10 al 31/12/10	13.091	-	15.463	-	-
TOTAL			194.311	-	63.506	1.504	-

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2009				
			Directorio de Endesa	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría	Variable a cuenta Utilidades
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Mario Valcarce Durán	Presidente	01/01/09 al 28/10/09	39.270	-	9.818	-	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	28/07/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Juan Gallardo Cruces (1)	Vicepresidente	01/01/09 al 26/03/09	-	-	-	-	-
Andrea Bertran (1)	Vicepresidente	26/03/09 al 28/07/09	-	-	-	-	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Pío Cabanillas Alonso (1)	Director	01/01/09 al 26/03/09	-	-	-	-	-
Fernando D'Ornellas Silva	Director	01/01/09 al 28/07/09	12.640	-	-	2.276	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/09 al 31/12/09	22.528	-	10.575	3.786	-
Borja Prado Eulate	Director	01/01/09 al 31/12/09	18.000	-	-	2.276	-
Raimundo Valenzuela Lang	Director	01/01/09 al 26/03/09	4.844	-	1.514	-	-
Leonidas Vial Valenzuela	Director	01/01/09 al 31/12/09	22.528	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín (2)	Director	26/03/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Gerardo Jofré Miranda	Director	15/04/09 al 31/12/09	16.763	-	8.294	-	-
Luis de Guindos Jurado	Director	28/07/09 al 31/12/09	8.523	-	-	754	-
TOTAL			145.096	-	30.201	9.092	-

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/2008				
			Directorio de Endesa	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría	Variable a cuenta Utilidades
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Mario Valcarce Durán	Presidente	01/01/08 al 31/12/08	30.002	-	5.792	-	-
Juan Gallardo Cruces	Vicepresidente	02/04/08 al 31/12/08	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/08 al 31/12/08	15.341	-	5.063	5.063	-
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/08 al 31/12/08	15.361	-	-	-	-
Raimundo Valenzuela Lang	Director	01/01/08 al 31/12/08	14.642	-	5.792	-	-
Carlos Torres Vila	Director	01/01/08 al 30/03/08	4.894	-	-	-	-
Enrique García Álvarez	Director	01/01/08 al 30/03/08	4.685	-	-	2.849	-
José Fernández Olano	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	2.136	-
Rafael Español Navarro	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	-	-
Jose María Calvo-Sotelo	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	-	-
Borja Prado Eulate	Director	02/04/08 al 31/12/08	9.222	-	-	1.441	-
Fernando D'Ornellas Silva	Director	02/04/08 al 31/12/08	9.961	-	-	2.180	-
Francesco Buresti	Director	02/04/08 al 31/12/08	-	-	-	-	-
Pío Cabanillas Alonso	Director	02/04/08 al 31/12/08	-	-	-	-	-
TOTAL			120.305	-	16.647	13.669	-

(1) Los Señores Paolo Bondi, Francesco Buresti, Juan Gallardo Cruces, Andrea Bertran, Pío Cabanillas Alonso renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de la Sociedad.

(2) Al Señor José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín durante el ejercicio 2010 se le cancelaron M\$19.218 que fueron devengados en el ejercicio 2009.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile.**a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia**

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
23.295.610-0	Joaquín Galindo Vélez	Gerente General
7.289.154-6	Claudio Iglesias Guillard	Gerente de Producción Eléctrica
5.899.848-6	Juan Benabarre Benaiges	Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación
7.893.919-2	José Venegas Maluenda	Gerente Regional de Trading y Comercialización
7.984.912-K	Eduardo Escaffi Johnson	Gerente de Finanzas
23.303.647-1	Luis Larumbe Aragón (1)	Gerente de Planificación y Control
9.909.337-4	Pietro Corsi Misle (2)	Gerente de Recursos Humanos
10.871.675-4	Renato Fernández Baeza	Gerente de Comunicación
10.673.365-1	Sebastián Fernández Cox	Gerente Regional de Planificación Energética
6.479.975-4	Carlos Martín Vergara	Fiscal

(1) El Señor Luis Larumbe Aragón es el Gerente de planificación y Control a partir del día 1 de enero de 2010

(2) El Señor Pietro Corsi Misle es el Gerente de Recursos Humanos a partir del día 1 de enero de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 2.440.560, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 (M\$ 2.804.285 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 2.490.689 al 31 de diciembre de 2008). 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 a los principales ejecutivos y gerentes

Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la 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 de la Gerencia de Endesa Chile.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Chile.

c) * Cláusulas de garantía: A favor del personal clave de la Gerencia.*** Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control.**

No existen cláusulas de garantías.

*** Pacto de no competencia post contractual.**

No existen pactos.

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

Nota 09. Inventarios.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Suministros para la producción	42.139.761	40.179.588
Total	42.139.761	40.179.588

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Nota 10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

	Saldo al	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales	61.056.195	260.857
IVA Crédito fiscal	18.923.704	39.172.644
Créditos por gastos de capacitación	77.000	84.684
Otros	1.151.251	4.874.113
Total	81.208.150	44.392.298

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:

	Saldo al	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la Renta	32.693.179	99.147.311
IVA Débito fiscal	10.000.664	15.957.390
Otros	10.048.348	8.840.731
Total	52.742.191	123.945.432

Nota 11. Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación y Sociedades de Control Conjunto.

11.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.

- a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2010 y ejercicio 2009:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2009	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31/12/2010	Provisión Patrimonio Negativo	Saldo al 31/12/2010
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,0213%	3.775	1.867	(1.635)	(180)	-	3.827	-	3.827
Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,5000%	7.818.937	3.352.867	(3.186.199)	104.080	-	8.089.685	-	8.089.685
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4485%	551.904.463	90.667.296	(49.912.410)	(19.880.220)	(5.932.398)	566.846.731	-	566.846.731
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	10.127.465	(2.542.879)	-	(569.596)	(4.131.356)	2.883.634	-	2.883.634
GNL Chile S.A. (2)	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	-	-	-	-	-	-	1.342.226	-
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,0000%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078	-	3.094.078
Distrilec Inversora S.A. (3)	Argentina	Peso argentino	0,8900%	944.871	(8.366)	-	(110.050)	(1.063)	825.392	-	825.392
TOTALES				574.097.291	91.673.758	(53.100.244)	(20.862.641)	(10.064.817)	581.743.347	1.342.226	581.743.347

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	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31/12/2009	Provisión Patrimonio Negativo	Saldo al 31/12/2009
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,0213%	4.275	1.632	(1.291)	(841)	-	3.775	-	3.775
Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,5000%	9.065.667	2.871.709	(3.202.586)	(915.853)	-	7.818.937	-	7.818.937
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4485%	497.656.990	96.139.414	(74.292.028)	33.574.679	(1.174.592)	551.904.463	-	551.904.463
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	24.126.683	(825.889)	-	(4.508.852)	(8.664.477)	10.127.465	-	10.127.465
GNL Chile S.A. (2)	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	-	-	-	-	-	-	850.871	-
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,0000%	4.592.900	186.494	-	(1.481.614)	-	3.297.780	-	3.297.780
Distrilec Inversora S.A. (3)	Argentina	Peso argentino	0,8900%	1.256.515	84.476	(33.669)	(362.451)	-	944.871	-	944.871
TOTALES				536.703.030	98.457.836	(77.529.574)	26.305.068	(9.839.069)	574.097.291	850.871	574.097.291

(1) La influencia significativa se ejerce 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.

(2) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonios negativos se presentan en el rubro Otros pasivos no financieros no corrientes.

(3) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis, matriz de Endesa Chile, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.

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 sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación	31 de diciembre de 2010						
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	42.063.375	710.433	35.898.080	-	3.631.967	(3.180.916)	451.051
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	19.034.552	-	-	8.053.180	(164.082)	7.889.098
Endesa Brasil S.A.	40,45%	799.250.363	2.469.692.998	748.074.888	1.336.786.706	1.948.848.504	(1.724.693.580)	224.154.924
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	1.169.883	92.763.137	1.192.261	-	888.896	(1.828.882)	(939.986)
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.	0,02%	6.145.145	36.271.189	8.307.494	16.098.755	15.575.506	(6.788.817)	8.786.689

31 de diciembre de 2009

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$
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
Endesa Brasil S.A.	40,45%	893.078.804	2.406.346.709	577.155.133	1.141.081.701	1.711.404.371	(1.269.421.973)	441.982.398
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	1.318.727	106.162.474	1.315.925	-	9.520.678	(28.947)	9.491.731
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.	0,02%	5.606.476	41.393.766	8.210.466	21.027.132	13.510.320	(5.830.170)	7.680.150

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

- Información Adicional

Companhia De Interconexão Energética – CIEN

El negocio de Companhia De Interconexão Energética (CIEN), filial de nuestra asociada Endesa Brasil, 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.

Cachoeira Dourada S.A.

Cachoeira, filial de nuestra asociada Endesa Brasil, mantiene cuentas por cobrar a Compañía de Electricidad de Goiás (CELG) por M\$ 40.268.000. 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.

d) Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Endesa Brasil tiene que cumplir con algunos covenants financieros, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. La participación de la Sociedad en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2010 de Endesa Brasil asciende a M\$ 198.672.146.

11.2 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 Endesa Chile posee control conjunto 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\$
Hidroaysén	51,00%	7.609.649	99.469.947	7.655.622	642.418	-	(7.186.862)	(7.186.862)
Tranquillota 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

	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\$
Hidroaysén	51,00%	8.111.503	86.908.393	37.110.402	-	-	(5.994.070)	(5.994.070)
Tranquillota 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

Nota 12. Activos Intangibles Distinto de la Plusvalía.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009:

Activos Intangibles Neto	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	44.354.510	42.638.575
Costos de Desarrollo	2.262.982	1.653.601
Servidumbres	4.321.031	2.695.227
Derechos de Agua	13.694.355	13.881.704
Concesiones	14.200.420	16.641.396
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	23.121	539.285
Programas Informáticos	5.390.313	5.915.295
Otros Activos Intangibles Identificables	4.462.288	1.312.067

Activos Intangibles Bruto	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	86.429.809	80.874.347
Costos de Desarrollo	3.875.653	1.666.793
Servidumbres	5.025.612	3.256.459
Derechos de Agua	17.212.199	16.822.082
Concesiones	39.461.837	39.246.752
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	25.123	2.236.939
Programas Informáticos	13.419.449	13.569.658
Otros Activos Intangibles Identificables	7.409.936	4.075.664

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(42.075.299)	(38.235.772)
Costos de Desarrollo	(1.612.671)	(13.192)
Servidumbres	(704.581)	(561.232)
Derechos de Agua	(3.517.844)	(2.940.378)
Concesiones	(25.261.417)	(22.605.356)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(2.002)	(1.697.654)
Programas Informáticos	(8.029.136)	(7.654.363)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.947.648)	(2.763.597)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2010 y ejercicio 2009 han sido los siguientes:

Año 2010

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 31/12/2009	1.653.601	2.695.227	13.881.704	16.641.396	539.285	5.915.295	1.312.067	42.638.575
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	854.638	479.691	378.822	215.084	-	481.399	3.201.965	5.611.599
Retiros	-	-	-	-	-	(3.313)	-	(3.313)
Amortización (*)	(1.322)	(722)	(349.391)	(2.656.624)	-	(818.506)	(113.431)	(3.939.996)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(243.935)	20	(388.157)	563	(1.932)	(10.070)	254	(643.257)
Otros incrementos (disminuciones)	-	1.146.815	171.377	1	(514.232)	(174.492)	61.433	690.902
Total movimientos en activos intangibles identificables	609.381	1.625.804	(187.349)	(2.440.976)	(516.164)	(524.982)	3.150.221	1.715.935
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2010	2.262.982	4.321.031	13.694.355	14.200.420	23.121	5.390.313	4.462.288	44.354.510

(*) Ver Nota 26: Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Año 2009

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 31/12/2008	17.123	1.420.607	10.452.421	18.751.630	5.310.438	1.546.953	866.830	38.366.002
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	-	922.067	-	-	411.575	104.405	125.972	1.564.019
Retiros	-	-	-	-	(17.512)	-	-	(17.512)
Amortización	(1.333)	(557)	(346.002)	(2.110.244)	(226.916)	(448.816)	(235.467)	(3.369.335)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(3.461)	(96)	(1.513.556)	-	(907.664)	(13.909)	(66.084)	(2.504.770)
Otros incrementos (disminuciones)	1.641.272	353.206	5.288.841	10	(4.030.636)	4.726.662	620.816	8.600.171
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.636.478	1.274.620	3.429.283	(2.110.234)	(4.771.153)	4.368.342	445.237	4.272.573
Saldo Final activos intangibles al 31/12/2009	1.653.601	2.695.227	13.881.704	16.641.396	539.285	5.915.295	1.312.067	42.638.575

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado a 31 de diciembre de 2010 (ver Nota 3d). Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad no posee activos intangibles que representen montos significativos.

Nota 13. 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 del mismo en los ejercicios 2010 y 2009:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2010	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31/12/2010
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	3.290.092	-	(386.875)	2.903.217
Southern Cone Power Argentina S.A.	2.733.491	-	(321.426)	2.412.065
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	14.176.409	-	(1.666.976)	12.509.433
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768
Edegel S.A.	75.920.260	-	(2.989.192)	72.931.068
Emgesa S.A.	4.755.333	-	(94.551)	4.660.782
Gas Atacama S.A.	13.692	-	(1.056)	12.636
Total	105.545.382	-	(5.460.076)	100.085.306

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2009	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31/12/2009
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.266.688)	3.290.092
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.410.532)	14.176.409
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768
Edegel S.A. (1)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260
Emgesa S.A.	5.437.195	-	(681.862)	4.755.333
Gas Atacama S.A.	18.756	-	(5.064)	13.692
Total	38.588.410	81.370.212	(14.413.240)	105.545.382

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2010 y 2009. (ver Nota 3 d.).

- (1) La adición en Edegel se originó producto de la adquisición, realizada en octubre de 2009, según se señala en Nota 22.6.a) Edegel ya venía consolidándose.

Nota 14. Propiedades, Planta y Equipo.

a) A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	4.253.906.589	4.326.989.360
Construcción en Curso	608.596.323	536.448.556
Terrenos	78.877.683	60.524.427
Edificios	434.119.630	469.701.385
Planta y Equipo	3.069.395.911	3.204.840.870
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.415.894	2.644.074
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.985.401	6.763.919
Vehículos de Motor	998.995	813.545
Otras	56.516.752	45.252.584
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	7.214.012.699	7.180.903.160
Construcción en Curso	608.596.323	536.448.556
Terrenos	78.877.683	60.524.427
Edificios	603.016.963	636.044.699
Planta y Equipo	5.822.980.365	5.856.864.944
Equipamiento de Tecnologías de la Información	12.315.903	12.121.154
Instalaciones Fijas y Accesorios	19.289.187	18.887.548
Vehículos de Motor	3.493.227	3.370.794
Otras	65.443.048	56.641.038
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.960.106.110)	(2.853.913.800)
Edificios	(168.897.333)	(166.343.314)
Planta y Equipo	(2.753.584.454)	(2.652.024.074)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(9.900.009)	(9.477.080)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(16.303.786)	(12.123.629)
Vehículos de Motor	(2.494.232)	(2.557.249)
Otros	(8.926.296)	(11.388.454)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2010 y 2009:

movimiento 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	536.448.556	60.524.427	469.701.385	3.204.840.870	2.644.074	6.763.919	813.545	45.252.584	4.326.989.360
Adiciones	181.369.666	-	-	-	-	-	-	-	181.369.666
Desapropiaciones	(56.851)	-	-	(124.642)	(659)	(270)	(6.727)	(7.538)	(196.687)
Gasto por depreciación	-	-	(14.841.057)	(156.596.319)	(924.609)	(1.176.493)	(277.595)	(1.251.831)	(175.067.904)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(397.857)	-	-	-	-	(397.857)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(3.456.617)	(861.803)	(24.307.921)	(50.250.877)	(68.970)	(539.579)	(21.615)	(1.865.613)	(81.372.995)
Otros incrementos (decrementos)	(105.708.431)	19.215.059	3.567.223	71.924.736	766.058	(2.062.176)	491.387	14.389.150	2.583.006
Total movimientos	72.147.767	18.353.256	(35.581.755)	(135.444.959)	(228.180)	(3.778.518)	185.450	11.264.168	(73.082.771)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	608.596.323	78.877.683	434.119.630	3.069.395.911	2.415.894	2.985.401	998.995	56.516.752	4.253.906.589

movimiento año 2009	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 2009	462.213.152	56.987.967	557.198.261	3.397.049.290	3.606.127	7.853.672	1.212.948	54.773.201	4.540.894.618
Adiciones	388.555.957	-	-	-	-	-	-	-	388.555.957
Retiros	-	(4.639)	-	-	(9.967)	-	(54.916)	-	(69.522)
Gasto por depreciación	-	-	(14.471.283)	(174.260.775)	(1.166.463)	(871.015)	(328.701)	(1.674.503)	(192.772.740)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	(43.999.600)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(8.328.806)	(3.731.792)	(82.185.495)	(261.704.168)	(281.061)	(760.511)	(137.722)	(6.969.535)	(364.099.090)
Otros incrementos (decrementos)	(305.991.747)	7.272.891	9.159.902	287.756.123	495.438	541.773	121.936	(876.579)	(1.520.263)
Total movimientos	74.235.404	3.536.460	(87.496.876)	(192.208.420)	(962.053)	(1.089.753)	(399.403)	(9.520.617)	(213.905.258)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	536.448.556	60.524.427	469.701.385	3.204.840.870	2.644.074	6.763.919	813.545	45.252.584	4.326.989.360

(*) Ver Nota 26: Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

c) 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 alrededor 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.

d) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, las Propiedades, plantas y equipo incluyen M\$ 122.739.956 y M\$ 132.693.768 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:

	12/31/10			12/31/09		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	10.627.559	2.055.762	8.571.797	12.798.056	3.166.125	9.631.931
Entre un año y cinco años	37.541.245	8.851.781	28.689.464	54.192.355	12.146.544	50.048.302
Más de cinco años	32.304.929	3.209.115	29.095.814	48.383.017	7.089.994	41.293.023
Total	80.473.733	14.116.658	66.357.075	115.373.428	22.402.663	92.970.765

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 31 de diciembre de 2009, respectivamente.

e) Arrendamiento operativo

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Menor a un año	1.450.228	1.488.717	1.854.326
Entre un año y cinco años	5.800.911	6.315.471	6.020.093
Más de cinco años	7.251.139	7.170.252	6.983.257
Total	14.502.277	14.974.440	14.857.676

f) Otras informaciones

1. Endesa Chile y filiales mantenían al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 64.771.839 y M\$ 221.189.921, respectivamente.
2. Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 150.728.873 y M\$ 261.444.289, respectivamente (Ver Nota 31).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales y extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$ 300.000, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.
4. Gas Atacama, sociedad participada por Endesa Chile 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 en 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 MUS\$ 110.000.

5. 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.
6. Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Sociedad 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.

Producto de los anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente la Sociedad debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.

Cabe consignar que Endesa Chile y filiales 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° 23.

Nota 15. Impuestos Diferidos.

a) El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencia Temporal	Activos por Impuestos Diferidos		Pasivos por Impuestos Diferidos	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	50.289.811	55.005.317	310.395.721	314.023.981
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	7.775.689	6.873.797
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	327.445	595.379	10.307.059	15.800.898
Impuestos diferidos relativos a provisiones	22.495.049	13.842.035	4.138.930	63.521
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post empleo	599.205	32.238	304.601	805.392
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	262.938	116.452	3.713.378	293.219
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	20.955.842	14.874.363	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	1.183.393	10.458.342	10.374.461	10.015.811
Total Impuestos Diferidos	96.113.683	94.924.126	347.009.839	347.876.619

b) Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en los ejercicios 2010 y 2009 son:

Movimientos impuestos diferidos	activo M\$	pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	110.326.384	399.374.385
Incremento (decremento) en ganancia (pérdida)	(672.698)	(22.160.048)
Incremento (decremento) en resultados integrales	(2.219.677)	133.193
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.509.883)	(29.470.911)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	94.924.126	347.876.619
Incremento (decremento) en ganancia (pérdida)	4.220.797	4.668.087
Incremento (decremento) en resultados integrales	(407.403)	2.783.820
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.623.837)	(8.318.687)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	96.113.683	347.009.839

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades filiales cubren lo necesario para recuperar estos activos.

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\$ 2.095.930 y M\$ 4.191.442 respectivamente. Ver Nota 3.m.

Endesa Chile 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. Al 31 de diciembre de 2010 el monto total de esta diferencia temporaria no registrada asciende a M\$ 245.560.467.

Las sociedades 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 sujetas a verificación:

País	Período
Chile	2007-2010
Argentina	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 pueden dar lugar a pasivos tributarios cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia de Endesa Chile estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros de las sociedades.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Saldo al 31 de diciembre de 2010			Saldo al 31 de diciembre de 2009			Saldo al 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\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(840)	143	(697)	55.354	(9.563)	45.791	(55)	9	(46)
Cobertura de flujo de caja	39.403.869	(7.544.962)	31.858.907	215.731.150	(37.339.636)	178.391.514	(333.277.609)	58.245.740	(275.031.869)
Ajustes por conversión	(71.162.059)	-	(71.162.059)	(226.884.446)	-	(226.884.446)	156.276.385	-	156.276.385
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(938.426)	210.906	(727.520)	(1.425.917)	754.710	(671.207)	(1.770.360)	218.879	(1.551.481)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(32.697.456)	(7.333.913)	(40.031.369)	(12.523.859)	(36.594.489)	(49.118.348)	(178.771.639)	58.464.628	(120.307.011)

Nota 16. Otros Pasivos Financieros.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	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	249.185.637	1.523.141.821	345.355.943	1.791.980.967
Instrumentos derivados de cobertura (*)	908.928	4.487.602	717.980	2.929.730
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	420.822	-
Otros pasivos financieros	2.614.129	11.020.674	2.054.040	12.788.275
Total	252.708.694	1.538.650.097	348.548.785	1.807.698.972

(*) Ver Nota 18.2a

(**) Ver Nota 18.2b

Préstamos que devengan intereses

1. El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 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	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	249.185.637	1.523.141.821	345.355.943	1.791.980.967
Préstamos bancarios	91.786.851	238.314.148	222.518.093	366.393.195
Obligaciones no garantizadas	110.611.465	1.145.282.214	72.450.230	1.239.971.152
Obligaciones garantizadas	9.522.288	17.703.710	11.023.415	28.559.670
Arrendamiento financiero	8.571.797	57.785.278	9.631.931	83.338.834
Otros préstamos	28.693.236	64.056.471	29.732.274	73.718.116
Total	249.185.637	1.523.141.821	345.355.943	1.791.980.967

2. El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009 es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	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	Cinco y Mas Años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	Semestral	2,75%	Sin Garantía	381.532	18.915.156	19.296.688	2.871.499	95.144.820	-	98.016.319
Perú	US\$	Trimestral	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	Trimestral	4,50%	Sin Garantía	29.485	-	29.485	6.235.814	-	-	6.235.814
Argentina	US\$	Semestral	5,24%	Sin Garantía	5.085.358	17.057.145	22.142.503	4.013.854	-	-	4.013.854
Argentina	\$ Arg	Semestral	16,76%	Sin Garantía	14.760.009	13.106.831	27.866.840	15.582.774	-	-	15.582.774
Colombia	\$ Col	Semestral	6,91%	Sin Garantía	-	5.041.882	5.041.882	-	74.201.702	-	74.201.702
Total					21.255.430	70.531.421	91.786.851	40.398.093	176.254.729	21.661.326	238.314.148

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	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	Cinco y Mas Años	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	Semestral	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\$	Trimestral	5,12%	Sin Garantía	11.446.321	6.188.337	17.634.658	13.297.208	11.561.913	-	24.859.121
Perú	Soles	Trimestral	4,37%	Sin Garantía	87.177	-	87.177	19.540.273	-	-	19.540.273
Argentina	US\$	Semestral	8,70%	Sin Garantía	8.324.583	13.621.109	21.945.692	36.113.536	-	-	36.113.536
Argentina	\$ Arg	Semestral	11,52%	Sin Garantía	3.963.387	5.538.868	9.502.255	972.164	-	-	972.164
Colombia	\$ Col	Semestral	12,93%	Sin Garantía	-	9.592.842	9.592.842	-	75.661.785	-	75.661.785
Total					24.192.452	198.325.641	222.518.093	174.655.314	190.908.230	829.651	366.393.195

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 388.248.122 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 661.136.716.

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	4,60%	4,52%	Al vencimiento
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	3,21%	3,21%	Al vencimiento
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	3,52%	3,52%	Al vencimiento
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	4,12%	4,12%	Al vencimiento
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	3,80%	3,75%	Al vencimiento
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco De Credito	Perú	US\$	5,70%	5,70%	Al vencimiento
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco De Credito	Perú	US\$	L3M+2.5%	L3M+2.5%	Trimestral
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	L3M+3%	L3M+3%	Trimestral
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Scotiabank	Perú	US\$	L6M+1.25%	L6M+1.25%	Semestral
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	4,28%	4,21%	Al vencimiento
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	4,40%	4,33%	Al vencimiento
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	4,30%	4,23%	Al vencimiento
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Daviwinda	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Banco Colombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Banco Colombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Anual
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Banco Santander	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Semestral
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Santander Rio	Argentina	US\$	4,67%	4,67%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	US\$	5,86%	5,86%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Galicia	Argentina	US\$	LIBOR+3%	LIBOR+3%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Ciudad	Argentina	US\$	5,70%	5,70%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Credit Suisse International	Argentina	US\$	LIBOR+12%	LIBOR+12%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Citibank	Argentina	US\$	LIBOR+4,8%	LIBOR+4,8%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	BAIBOR+5%	BAIBOR+5%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Mediocredito Italiano	Argentina	\$ Arg	1,75%	1,75%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	16,07%	16,07%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Comafi	Argentina	\$ Arg	15,00%	15,00%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	BAIBOR+5%	BAIBOR+5%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,80%	13,80%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	15,50%	15,50%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Citibank	Argentina	US\$	5,32%	5,32%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Galicia	Argentina	US\$	6,39%	6,39%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	13,80%	13,80%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	15,80%	15,80%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Standard	Argentina	\$ Arg	17,14%	17,14%	Al vencimiento
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	16,00%	16,00%	Al vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	Libor+1,0	Libor+1,0	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Citibank NA, Nassau, Bahamas Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Ing Bank N.V.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	San Paolo IMI S.p.A	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	HSBC Bank pic Spanish Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	ABN AMRO Bank	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Instituto de Credito Oficial	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Deutsche Bank AG New York Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Royal Bank of Scotland PLC	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	B.N.P. Paribas Panama Branch	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco Estado	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,300	Libor+0,300	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	Libor+0,750	Libor+0,750	Al Vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	Deutsche Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	Standard Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	ITAU - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	STANDARD - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	SANTANDER - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	HIPOTECARIO - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	GALICIA - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	ITAU - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	SANTANDER - Sindicado	Argentina	\$ Arg	BPC + 5,75%	BPC + 5,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	Ciudad	Argentina	\$ Arg	15,84%	15,84%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	CITIBANK	Argentina	\$ Arg	15,22%	15,22%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	FRANCES	Argentina	\$ Arg	14,93%	14,93%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	Industrial	Argentina	\$ Arg	17,20%	17,20%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	Macro	Argentina	\$ Arg	17,75%	17,75%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	ITAU - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	STANDARD - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	SANTANDER - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	HIPOTECARIO - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Al vencimiento
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	0-E	GALICIA - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	BPC + 5,25%	Al vencimiento
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	0-E	PNC BANK	E.E.U.U.	US\$	3,09%	3,09%	Semestral
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	7,50%	Anual
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue S.A.	Chile	0-E	Export Development Corporation	Canadá	US\$	1,63%	1,63%	semestral

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.

3. El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	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\$	Cinco y Mas Años M\$	Más de diez Años M\$	
Chile	US\$	Semestral	8,36%	Sin Garantía	14.689.969	-	14.689.969	185.675.099	92.366.575	-	141.090.149	419.131.823
Chile	Ch\$	Trimestral	5,19%	Sin Garantía	1.091.599	6.912.481	8.004.080	10.534.675	11.178.341	74.197.193	301.485.003	397.395.212
Perú	US\$	Semestral	6,88%	Sin Garantía	870.099	3.801.453	4.671.552	-	7.528.779	22.558.691	4.683.530	34.771.000
Perú	Soles	Trimestral	6,60%	Sin Garantía	378.187	49.456	427.643	12.504.975	8.053.204	4.168.325	4.168.325	28.894.829
Colombia	\$ Col	Semestral	7,84%	Sin Garantía	-	82.818.221	82.818.221	-	-	229.794.716	35.294.634	265.089.350
Total					17.029.854	93.581.611	110.611.465	208.714.749	119.126.899	330.718.925	486.721.641	1.145.282.214

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	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\$	Cinco y Mas Años M\$		
Chile	US\$	Semestral	8,22%	Sin Garantía	15.916.932	-	15.916.932	-	200.772.075	253.415.449	454.187.524	
Chile	CH\$	Trimestral	4,95%	Sin Garantía	1.081.503	6.802.729	7.884.232	9.968.809	10.597.098	372.541.881	393.107.788	
Perú	Soles	Trimestral	6,97%	Sin Garantía	-	789.504	789.504	4.056.799	4.929.095	22.576.558	31.562.452	
Perú	US\$	Semestral	6,50%	Sin Garantía	-	314.504	314.504	-	21.627.609	8.770.320	30.397.929	
Colombia	\$ Col.	Semestral	7,93%	Sin Garantía	-	47.545.058	47.545.058	-	330.715.459	-	330.715.459	
Total					16.998.435	55.451.795	72.450.230	14.025.608	568.641.336	657.304.208	1.239.971.152	

- 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	Tipo de Amortización
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,72%	6,72%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,47%	6,47%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,09%	6,09%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,16%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,16%	6,16%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	5,91%	5,91%	SI
0-E	Chinango S.A.C.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,06%	SI
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	6,31%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	6,28%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,75%	6,63%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	6,50%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,44%	6,59%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,63%	6,63%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	Soles	6,59%	6,47%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	6,28%	5,97%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	5,97%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	9,00%	6,34%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	7,78%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Continental	Perú	US\$	7,13%	7,13%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,63%	6,63%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	6,00%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,09%	No
0-E	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,28%	7,28%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,97%	7,74%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,21%	7,03%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	7,33%	7,33%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,39%	8,14%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,32%	5,22%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,39%	8,14%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,29%	8,04%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos A5	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B9	Colombia	\$ Col	8,09%	7,86%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B12	Colombia	\$ Col	8,30%	8,05%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos comerciales	Colombia	\$ Col	4,20%	4,20%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B7	Colombia	\$ Col	8,00%	8,00%	No
0-E	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	0-E	Bonos B72	Colombia	\$ Col	8,55%	8,55%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	Ch\$	6,44%	6,20%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	0-E	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	Ch\$	7,17%	6,20%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	Ch\$	3,86%	3,80%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	Ch\$	4,82%	4,75%	No

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/12/2010		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	881.720	881.720
0-E	Edegel	Perú	0-E	Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	1.877.853	5.562.774	7.440.627
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	249.450	249.450
Total								1.877.853	6.693.944	8.571.797

En anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

- Individualización de Otros Préstamos por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/12/2010		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	17.408.628	8.223.739	25.632.367
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-
0-E	Endesa Costanera S.A.	Argentina	0-E	Otros	Argentina	\$ Arg	9,59%	1.542.295	1.517.680	3.059.975
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	1,58%	-	894	894
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	-	-	-	-
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	-	-	-	-
Total								18.950.923	9.742.313	28.693.236

En anexo N° 4, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a otros préstamos arriba mencionados.

5. Deuda de cobertura.

De la deuda de Endesa Chile en dólares, 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.k). Al 31 de diciembre de 2009 dicho monto ascendía a M\$ 964.291.218.

31/12/2010									31/12/2009								
Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente		
-	44.319.708	44.319.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	14.773.236	14.773.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
3.161.628	-	3.161.628	-	-	-	94.921.874	94.921.874	3.425.699	-	3.425.699	-	-	102.917.226	102.917.226			
1.011.025	-	1.011.025	-	-	-	32.652.675	32.652.675	1.095.470	-	1.095.470	-	-	35.440.766	35.440.766			
640.355	-	640.355	-	-	-	13.515.600	13.515.600	693.840	-	693.840	-	-	15.095.048	15.095.048			
1.091.599	321.834	1.413.433	1.609.167	2.252.833	12.873.329	12.248.538	28.983.867	1.081.503	314.143	1.395.646	1.256.571	1.884.860	25.832.339	28.973.770			
6.513.139	-	6.513.139	185.675.099	-	-	-	185.675.099	7.057.142	-	7.057.142	-	200.772.075	-	200.772.075			
3.363.822	-	3.363.822	-	92.366.575	-	-	92.366.575	3.644.781	-	3.644.781	-	-	99.962.409	99.962.409			
-	5.497.845	5.497.845	8.925.508	8.925.508	22.313.773	31.967.591	72.132.380	-	5.421.895	5.421.895	8.712.238	8.712.238	57.413.607	74.838.083			
-	673.096	673.096	-	-	-	85.561.441	85.561.441	-	657.013	657.013	-	-	83.760.687	83.760.687			
-	419.706	419.706	-	-	39.010.091	171.707.433	210.717.524	-	409.678	409.678	-	-	205.535.248	205.535.248			
120.133.753								1.162.985.924									
120.133.753								83.473.645									
120.133.753								1.268.530.822									

31/12/2010						31/12/2009								
No Corriente						Corriente			No Corriente					
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente		
3.004.174	2.342.336	7.325.181	5.083.160	17.754.851	-	897.056	897.056	3.056.426	2.383.077	14.753.667	-	20.193.170		
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		
-	-	-	-	-	-	249.240	249.240	270.538	-	-	-	270.538		
15.100.470	13.589.004	24.012.644	5.083.160	57.785.278	9.631.931	9.631.931	32.200.937	12.227.898	38.909.999	-	83.338.834			

31/12/2010				31/12/2009					
No Corriente			Corriente		No Corriente				
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Total No Corriente	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Total No Corriente		
-	37.523.997	37.523.997	11.158.204	11.158.204	8.788.901	7.591.100	16.380.001		
-	12.332.589	12.332.589	11.158.205	11.158.205	22.261.205	19.227.325	41.488.530		
1.011.826	-	1.011.826	7.414.204	7.414.204	3.002.567	-	3.002.567		
-	-	-	1.661	1.661	-	-	-		
792.809	-	792.809	-	-	894.018	-	894.018		
-	12.395.250	12.395.250	-	-	11.953.000	-	11,953.000		
1.804.635	62.251.836	64.056.471	29.732.274	29.732.274	46.899.691	26.818.425	73.718.116		

El movimiento durante los ejercicios 2010, 2009 y 2008 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31 de diciembre de 2010 M\$	31 de diciembre de 2009 M\$	31 de diciembre de 2008 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	85.798.007	(96.503.511)	169.344.561
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	26.100.215	187.292.646	(252.006.999)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	(10.748.334)	(4.991.128)	(13.841.073)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	101.149.888	85.798.007	(96.503.511)

6. Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 144.776.000 y M\$ 152.130.000, 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 Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, que expira en julio de 2011 y no tiene desembolsos a esta fecha, 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". 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, Endesa Chile suscribió 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 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 Endesa Chile.

Los bonos locales de Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas; 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 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 17. 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 Endesa Chile.
- 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 Endesa Chile.

17.1. 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 70% 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 Endesa Chile 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	70%	46%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	30%	53%
Total	100%	100%

17.2. 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, en los casos en que el margen de contribución de la Sociedad no está altamente indexado a esa moneda extranjera.
- 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 Endesa Chile es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

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

17.3. Riesgo de “commodities”.

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

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

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

17.4. 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 16 y 18 y anexo 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 333.269.859 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 144.776.000 en líneas de crédito de largo

plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 446.438.229 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 152.130.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

17.5. 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.

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

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) 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.

17.6. Medición del riesgo.

El Grupo Endesa Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por la Sociedad 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	Saldo al	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Tasa de interés	20.338.359	16.308.634
Tipo de cambio	245.827	734.415
Correlación	3.063.908	(813.296)
Total	23.648.094	16.229.753

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 18. Instrumentos Financieros.

18.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, 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					
	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	-	-	-	-	54.650
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	329.710.915	-	-
Total corriente	17.551	-	-	329.710.915	-	54.650
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.485.615	-
Instrumentos derivados	91.262	-	-	-	-	25.387.885
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	126.792.241	-	-
Total no corriente	91.262	-	-	126.792.241	2.485.615	25.387.885
Total	108.813	-	-	456.503.156	2.485.615	25.442.535

	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	1.536.089	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	400.746.342	-	-
Total corriente	1.536.089	-	-	400.746.342	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.487.796	-
Instrumentos derivados	732.253	-	-	-	-	590.622
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	67.047.589	-	-
Total no corriente	732.253	-	-	67.047.589	2.487.796	590.622
Total	2.268.342	-	-	467.793.931	2.487.796	590.622

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	-	-	249.185.637	-
Instrumentos derivados	-	-	-	908.928
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	603.627.667	-
Total corriente	-	-	852.813.304	908.928
Préstamos que devengan interés	-	12.395.250	1.510.746.571	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.487.602
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.759.031	-
Total no corriente	-	12.395.250	1.525.505.602	4.487.602
Total	-	12.395.250	2.378.318.906	5.396.530

	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	-	-	345.355.943	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	717.980
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	466.900.777	-
Total corriente	420.822	-	812.256.720	717.980
Préstamos que devengan interés	-	11.953.000	1.780.027.967	-
Instrumentos derivados	-	-	-	2.929.730
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	20.358.014	-
Total no corriente	-	11.953.000	1.800.385.981	2.929.730
Total	420.822	11.953.000	2.612.642.701	3.647.710

18.2 Instrumentos Derivados.

El Grupo Endesa siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquéllas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquéllas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquéllos 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 31 de diciembre de 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:	54.650	-	334.843	4.487.602	-	509.760	717.980	2.929.730
Cobertura flujos de caja	54.650	-	334.843	4.487.602	-	509.760	717.980	2.929.730
Cobertura de tipo de cambio:	-	25.387.885	574.085	-	-	80.862	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	25.387.885	574.085	-	-	80.862	-	-
TOTAL	54.650	25.387.885	908.928	4.487.602	-	590.622	717.980	2.929.730

- 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	(4.822.445)	(2.453.022)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(519.435)	80.952	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	25.387.885	-	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 de los ejercicios 2010, 2009 y 2008, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 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 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 31 de diciembre 2009, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de Diciembre de 2010								
	Valor razonable	Valor nominal							Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2 - 3 Años	3 - 4 Años	4 - 5 Años	Posteriores		
Cobertura de tipo de interés:	(4.767.795)	16.841.269	-	10.670.628	93.602.000	-	13.385.086	134.498.983	
Cobertura de flujos de caja	(4.767.795)	16.841.269	-	10.670.628	93.602.000	-	13.385.086	134.498.983	
Cobertura de tipo de cambio:	24.813.800	7.059.982	4.680.100	-	189.274.583	-	-	201.014.665	
Cobertura de flujos de caja	24.813.800	7.059.982	4.680.100	-	189.274.583	-	-	201.014.665	
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	72.537	-	-	-	-	-	72.537	
TOTAL	20.154.818	23.973.788	4.680.100	10.670.628	282.876.583	-	13.385.086	335.586.185	

Derivados financieros	31 de Diciembre de 2009								
	Valor razonable	Valor nominal							Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2 - 3 Años	3 - 4 Años	4 - 5 Años	Posteriores		
Cobertura de tipo de interés:	(3.137.950)	37.987.629	24.941.637	25.121.734	1.825.560	101.420.000	-	191.296.560	
Cobertura de flujos de caja	(3.137.950)	37.987.629	24.941.637	25.121.734	1.825.560	101.420.000	-	191.296.560	
Cobertura de tipo de cambio:	80.862	-	-	5.071.000	-	-	-	5.071.000	
Cobertura de flujos de caja	80.862	-	-	5.071.000	-	-	-	5.071.000	
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.847.520	91.970.309	31.945.255	-	-	-	-	123.915.564	
TOTAL	(1.209.568)	129.957.938	56.886.892	30.192.734	1.825.560	101.420.000	-	320.283.124	

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.

18.3 Jerarquías del Valor Razonable.**18.3.1 Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en notas 3.f.5.**

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31/12/2010 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	25.442.535	-	25.442.535	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	-	108.813	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta Largo Plazo	63.327	63.327	-	-
Total	25.614.675	63.327	25.551.348	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	5.396.530	-	5.396.530	-
Préstamos que devengan intereses largo plazo	12.395.250	-	-	12.395.250
Total	17.791.780	-	5.396.530	12.395.250

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/2009 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	590.622	-	590.622	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.238.039	-	2.268.342	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta Largo Plazo	63.918	63.918	-	-
Total	4.570.299	63.918	4.506.381	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	3.647.710	-	3.647.710	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	420.822	-	420.822	-
Préstamos que devengan intereses corto plazo	-	-	-	-
Préstamos que devengan intereses largo plazo	11.953.000	-	-	11.953.000
Total	16.021.532	-	4.068.532	11.953.000

18.3.2 A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como Nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	2.429.372
Pérdida imputada en resultado financiero	9.523.628
Saldo al 31 de diciembre de 2009	11.953.000
(Ganancia) imputada en resultado financiero	442.250
Saldo al 31 de diciembre de 2010	12.395.250

Nota 19. Cuentas por Pagar Comerciales y otras Cuentas por Pagar.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Acreedores comerciales	48.857.285	57.135.698	-	-
Otras cuentas por pagar	328.620.420	316.736.158	3.738.357	7.569.739
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	377.477.705	373.871.856	3.738.357	7.569.739

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores por compra de energía	118.514.681	45.397.559	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	110.816.084	40.229.649	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	64.586.392	223.334.117	-	-
Dividendos por pagar a terceros	48.399.940	36.555.954	-	-
Anticipo clientes (mineros)	8.877.873	11.377.380	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	3.397.620	-	3.288.535	7.361.867
Otras cuentas por pagar	22.885.115	16.977.197	449.822	207.872
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	377.477.705	373.871.856	3.738.357	7.569.739

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 17.4.

Nota 20. Otras Provisiones.

20.1 Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales	5.825.216	7.298.126	9.365.226	9.488.260
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	10.735.966	10.198.489
Provisión compra de energía y potencia	4.318.563	2.581.669	-	-
Provisión proveedores y servicios	20.133.683	8.897.527	-	-
Provisión beneficios a los trabajadores	8.259.543	11.585.987	-	578
Otras provisiones	6.020.377	3.029.915	817.321	473.258
Total	44.557.382	33.393.224	20.918.513	20.160.585

b) El movimiento de las provisiones durante los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010	16.786.386	10.198.489	26.568.934	53.553.809
Movimientos en Provisiones				
Provisiones Adicionales	1.746.972	-	11.621.641	13.368.613
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(1.584.616)	555.769	2.369.236	1.340.389
Provisión Utilizada	(616.990)	-	(436.662)	(1.053.652)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	(455.441)	56.434	-	(399.007)
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(696.576)	(74.726)	(491.977)	(1.263.279)
Otro Incremento (Decremento)	10.707	-	(81.685)	(70.978)
Total Movimientos en Provisiones	(1.595.944)	537.477	12.980.553	11.922.086
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010	15.190.442	10.735.966	39.549.487	65.475.895

	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01 de enero de 2009	16.318.397	2.347.872	18.330.717	36.996.986
Movimientos en Provisiones				
Provisiones Adicionales	10.856.894	8.145.666	(318.365)	18.684.195
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(2.157.517)	(65.100)	5.809.135	3.586.518
Provisión Utilizada	-	-	(2.474.122)	(2.474.122)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.940	91.233	-	118.173
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(191.588)	(321.182)	(1.969.698)	(2.482.468)
Otro Incremento (Decremento)	(8.066.740)	-	7.191.267	(875.473)
Total Movimientos en Provisiones	467.989	7.850.617	8.238.217	16.556.823
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009	16.786.386	10.198.489	26.568.934	53.553.809

20.2 Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estos estados financieros consolidados intermedios, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

a) Juicios pendientes Endesa Chile y Filiales:

1. En el 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 riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. 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.

2. 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.

3. Durante el presente 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 Sociedad 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 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

4. 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 período de discusión y en la causa de Transportes Silva y Silva Ltda. se contestó la demanda. Estos juicios tienen cuantía indeterminada.

5. Los Municipios de Yaguará, Ubalá, Caloto y de Puerto Tejada pretenden sancionar a Emgesa S.A. ESP. por no presentar las declaraciones de ICA (Impuesto de Industria y Comercio) con base en la Ley 14 de 1981, desconociendo la aplicación de la norma especial (Ley 56 de 1981) que grava a las empresas generadoras únicamente por su capacidad de generación instalada en planta y no por sus ingresos, como pretenden los Municipios, aplicando multas que ascienden al 20% sobre los ingresos informados. En algunos de estos procedimientos se han decretado diligencias probatorias, también se ha dado traslado a las partes para que presenten sus correspondientes alegatos de conclusión, y en otros se está a la espera de que sea proferido fallo sobre la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho que se ha interpuesto en contra de los distintos Municipios. En el caso de Ubalá, contra la sentencia de primera instancia favorable a Emgesa proferida por el Tribunal Administrativo, el municipio interpuso un recurso de apelación el cual fue resuelto por el Consejo de Estado de manera también favorable a la Sociedad. La cuantía total de estos procesos asciende aprox. a US\$85,40 millones de dólares, donde la cuantía del proceso de Ubalá, ya terminado, asciende a aprox. \$27,7 millones.

6. En el año 2001 se presentó en contra de 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 aprox. US\$1.568,21 millones. Emgesa S.A. ESP. solicitó la vinculación de aproximadamente más de 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose a la presente fecha con recursos pendientes presentados por estas entidades. La parte demandante en junio de 2010 interpuso un incidente de nulidad de lo actuado a partir del 1º de agosto de 2006 por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, por entender que a partir de esa fecha el Tribunal

perdió la competencia para conocer del presente juicio y sería competente un Juzgado Administrativo del Circuito. Actualmente se está a la espera se resuelva este incidente.

7. 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.

8. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. ESP, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. El valor de estas obras asciende a aprox. US\$ 50 millones. Emgesa S.A. ESP ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. Por otra parte, existe igualmente un proceso de nulidad y restablecimiento del derecho contra la Resolución CAR 849 en lo que se refiere a las labores de descontaminación del Embalse de Tominé, cuyas aguas alimentan al río Bogotá, que a su vez, alimenta al embalse El Muña. En cuanto al estado procesal de estos procesos, el referido a las Resoluciones CAR 506 y 1189 se encuentra actualmente con notificación y contestación de demanda por parte de la CAR quién asume la calidad de demandada. Pendiente para decreto de pruebas. Por su parte, el proceso que guarda relación con la nulidad y restablecimiento del derecho de Resolución CAR 849 se encuentra agotada su etapa probatoria y a la espera que se otorgue el término a las partes para presentar sus alegaciones de conclusión previo a la sentencia. La cuantía de los procesos antes indicados ascienden en total a US\$90 millones.

b) Juicios pendientes en Asociadas:

Endesa Brasil y Filiales:

1. Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones ("Meridional") es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Eléctricas Fluminense S.A. ("CELFL"). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó la sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a AMPLA en el proceso de privatización, Meridional demandó en 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 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 esta decisión, lo que fue acogido favorablemente anulándose las decisiones del proceso a partir de abril de 2009. En diciembre de ese mismo año, 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. Este fallo fue impugnado por Meridional mediante Embargo de Declaración, el cual fue declarado improcedente en febrero 2010. A partir de mayo de ese año, Meridional ha presentado diversos recursos los que han sido declarados inadmisibles o denegados y se le ha aplicado multas por considerar que Meridional ha interpuesto estos recursos sin fundamento y acarrear 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 cual no fue admitido y se determinó que el recurso se retire del proceso, además de ordenar 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. La cuantía de este juicio se estima en US\$430,31 millones.

2. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, sociedad coligada de ENDESA CHILE, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado el 20 de octubre de 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 una multa rescisoria de R\$ 117.666.976 (U\$ 70,88 millones) y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando 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 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).

3. Con fecha 15 de junio de 2010 fue notificada una demanda en contra de CIEN por la empresa FURNAS, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato N°12.399 para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, suscrito en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá por un término de 20 años contados a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informó a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor, ante lo cual Furnas notificó judicialmente a CIEN rechazando esta alegación de fuerza mayor. En la demanda 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, y a 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 su contestación a esta

demanda y Furnas, por su parte, presentó su réplica en agosto de 2010. Las partes manifestaron las pruebas que pretenden presentar en el proceso con fecha 25 de octubre de 2010.

4. En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra sociedad coligada 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 período 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 especial 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 encuentran pendientes de fallo ambos recursos. La cuantía asciende a US\$ 95,63 millones.

5. Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra sociedad coligada 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 en 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.

6. 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 sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el quinto día del mes siguiente al de su devengo). No obstante, en virtud de un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos leyes de amnistía (ley Benedita), 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 (segunda 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, considerando el Consejo de Contribuyentes que la materia objeto del recurso administrativo de AMPLA ya estaba resuelta. Posteriormente con fecha 1 de septiembre de 2010 AMPLA presentó recurso al Consejo Pleno, que es un órgano especial del Consejo de Contribuyentes, a los efectos de que sea corregida la decisión de este último. Actualmente se encuentra pendiente el fallo del Consejo Pleno. La cuantía asciende a US\$ 97,67 millones.

7. A fines de 2002, nuestra coligada 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 Electrógenos", 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 electrógenos. 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 de 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 a la vía judicial, en el pleito contra la Unión Federal en septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF, la cual en mayo de 2010 fue confirmada íntegramente por el Tribunal Regional Federal en segunda instancia, clasificando los equipos de CGTF en el concepto fiscal de grupo electrógeno. Este fallo quedó firme pues la Hacienda Pública no presentó recurso a los tribunales superiores. Por otra parte, en septiembre de 2009 se resolvió 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 noviembre de 2009 la Hacienda Pública presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la segunda instancia, resolviéndose a favor de CGTF este recurso. En marzo de 2010 la Hacienda presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia), el cual se encuentra pendiente en su resolución. La cuantía asciende a US\$ 43,92 millones.

La Administración de Endesa Chile considera que las provisiones registradas en el estado de situación financiera consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

Nota 21. Obligaciones por Beneficios Post Empleo.

21.1 Aspectos generales.

Endesa Chile y algunas de sus filiales radicadas en Chile y Colombia otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3. j.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

Indemnizaciones por años de servicios: el beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

21.2 Aperturas, movimientos y presentación de 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 se resume como sigue:

	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Obligaciones post empleo	31.356.333	31.679.864
Total	31.356.333	31.679.864
Porción corriente	2.703.107	3.448.733
Porción no corriente	28.653.226	28.231.131

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas durante los ejercicios 2010 y 2009 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	33.473.278
Costo del servicio corriente	1.010.135
Costo por intereses	3.014.451
(Ganancias) pérdidas actuariales	1.425.917
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.990.595)
Pagos	(4.253.322)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	31.679.864
Costo del servicio corriente	835.504
Costo por intereses	2.693.816
Aportaciones efectuadas por los participantes	-
(Ganancias) pérdidas actuariales	938.426
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(384.933)
Pagos	(4.402.927)
Transferencia de personal	(3.417)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	31.356.333

Al 31 de diciembre de 2010, el monto total del pasivo actuarial corresponde en un 37% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (36% a 31 de diciembre de 2009) y en un 63% con compromisos de prestación definida otorgados por nuestra filial Emgesa, en Colombia (64% a 31 de diciembre de 2009).

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	835.504	1.010.135	391.527
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	2.693.816	3.014.451	2.619.725
Total gasto reconocido en el estado de resultados	3.529.320	4.024.586	3.011.252
(Ganancia) pérdida actuarial reconocidas	938.426	1.425.917	1.770.360
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	4.467.746	5.450.503	4.781.612

21.3 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		Colombia	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Tasas de descuento utilizadas	6,5%	6,5%	9,52%	11,59%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,0%	3,0%	4,80%	6,48%
Tablas de mortalidad	RV 2004/ RV 85 / RV-04	RV 2004/ RV 85 / RV-04	RV 2008	ISS 1980 -1989

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\$ 2.311.399 (M\$ 2.525.322 al 31 de diciembre de 2009) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 2.816.948 (M\$ 2.175.461 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\$ 2.703.107.

Aportaciones Definidas

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos por beneficios a empleados" en el estado de resultados consolidado. Los montos registrados por este concepto a diciembre 2010 fue de M\$ 318.953 (M\$ 326.655 a diciembre 2009 y M\$ 286.511 al 31 de diciembre de 2008).

Nota 22. Patrimonio Total.

22.1 Patrimonio total: de la Sociedad Dominante

22.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante los ejercicios 2010 y 2009.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994 por un monto de M\$ 206.008.557.

22.1.2 Dividendos

El Directorio en su Sesión Ordinaria de fecha 26 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, la distribución de un dividendo definitivo cuyo monto sea equivalente al 40,00% de las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio 2008, esto es \$15,9330 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 60% de las utilidades líquidas, lo cual fue informado como Hecho Esencial con fecha 26 de marzo de 2009. No obstante esta modificación, el dividendo finalmente propuesto es el mayor de la historia de la Sociedad y representa un crecimiento del 55% respecto del año anterior.

El Directorio 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 Sociedad correspondientes al ejercicio 2009, esto es \$26,84285 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 Sociedad. Lo anterior fue informado como Hecho Esencial con fecha 26 de febrero de 2010. En Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 22 de abril de 2010 se acordó distribuir el dividendo mínimo obligatorio y un dividendo adicional, ascendente a un total de \$26,84285 por acción. Dicho dividendo fue pagado parcialmente durante el ejercicio 2009 (Dividendo Provisorio N° 47) y el remanente de \$17,53050 por acción se pagó con fecha 5 de mayo de 2010 (Dividendo Definitivo N° 48).

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 22 de abril de 2010, aprobó como política de dividendos, que el Directorio espera cumplir durante el ejercicio 2010, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 60% de las utilidades líquidas del ejercicio 2010. Además, se tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, de un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2010, según muestren los estados financieros a dicha fecha, para ser cancelado en diciembre de 2010.

Con fecha 27 de octubre de 2010, el Directorio de la Sociedad en sesión Ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2010. La modificación consiste en que la fecha de pago del dividendo provisorio acordado a repartir, se cambia del mes de diciembre de 2010 a enero de 2011.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de accionistas, la que se realizará durante 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.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
38	Definitivo	05/04/2004	2,30000	2003
39	Definitivo	18/04/2005	4,13000	2004
40	Definitivo	30/03/2006	5,82000	2005
41	Provisorio	22/12/2006	2,57000	2006
42	Definitivo	22/05/2007	10,84000	2006
43	Provisorio	26/12/2007	2,19260	2007
44	Definitivo	29/04/2008	11,56470	2007
45	Provisorio	18/12/2008	5,35120	2008
46	Definitivo	11/05/2009	15,9330	2008
47	Provisorio	16/12/2009	9,31240	2009
48	Definitivo	05/05/2010	17,53050	2009

22.2 Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la dominante, netas de impuestos, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión	31 de diciembre de 2010 M\$	31 de diciembre de 2009 M\$	31 de diciembre de 2008 M\$
Emgesa	64.784.849	67.512.250	103.890.827
Generandes Perú S.A.	15.363.568	29.786.290	52.423.436
Gasatacama	(19.072.259)	(11.945.010)	22.137.001
Hidroinvest S.A.	(6.362.587)	(3.704.706)	3.783.724
Endesa Argentina S.A.	(11.659.258)	(5.629.151)	11.807.449
Hidroeléctrica El Chocón	(14.257.586)	(12.645.350)	(7.647.814)
Endesa Brasil S.A.	(8.071.149)	9.550.237	(15.086.214)
Otras	(877.618)	103.403	(112.536)
TOTAL	19.847.960	73.027.963	171.195.873

22.3 Gestión del capital.

El objetivo de la Sociedad 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.

22.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La Sociedad 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 Sociedad en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2010 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M\$ 118.127.232 y M\$ 59.398.201, respectivamente.

22.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre 2009 y 31 de diciembre de 2008, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	73.027.963	(53.180.003)	19.847.960
Coberturas de flujo de caja	79.113.232	25.086.784	104.200.016
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	50.090	(697)	49.393
Otras reservas varias	(727.647.609)	-	(727.647.609)
TOTAL	(575.456.324)	(28.093.916)	(603.550.240)

	Saldo al 01 de enero de 2009 M\$	Movimiento 2009 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2009 M\$
Diferencias de cambio por conversión	171.195.873	(98.167.910)	73.027.963
Coberturas de flujo de caja	(96.826.564)	175.939.796	79.113.232
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	4.299	45.791	50.090
Otras reservas varias	(727.647.609)	-	(727.647.609)
TOTAL	(653.274.001)	77.817.677	(575.456.324)

	Saldo al 01 de enero de 2008 M\$	Movimiento 2008 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2008 M\$
Diferencias de cambio por conversión	84.113.627	87.082.246	171.195.873
Coberturas de flujo de caja	169.086.413	(265.912.977)	(96.826.564)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	4.345	(46)	4.299
Otras reservas varias	(578.428.489)	(149.219.120)	(727.647.609)
TOTAL	(325.224.104)	(328.049.897)	(653.274.001)

- **Diferencias de cambio por 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
 - valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.c).
- **Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.f.4).
- **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta. (Nota 3.f.1).
- **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 Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la

fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

- 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.

22.6 Participaciones no controladoras.

A continuación se explican las principales variaciones en las participaciones no controladoras durante los ejercicios 2010 y 2009:

- a) Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Perú, Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. por un monto de M\$ 208.922.322 (US\$ 375 millones). Esta adquisición ha supuesto una disminución de M\$ 127.551.963 de las participaciones minoritarias. Cabe destacar que el Directorio de Endesa Chile autorizó la operación 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 la Sociedad. Esta adquisición fue efectuada 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 a :
 - 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 23. Ingresos.

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidada al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Ventas de energía	2.341.244.481	2.346.027.026	2.441.009.414
Otras ventas	21.964.060	12.085.420	20.557.959
Ventas de productos y servicios	21.964.060	12.085.420	20.557.959
Otras prestaciones de servicios	34.735.986	48.255.332	69.994.574
Peajes y trasmisión	5.117.650	3.969.935	30.849.477
Arriendo equipos de medida	2.478.737	43.947	2.631.060
Servicios de ingeniería	15.871.319	19.960.120	14.948.168
Otras prestaciones	11.268.280	24.281.330	21.565.869
Total Ingresos ordinarios	2.397.944.527	2.406.367.778	2.531.561.947

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Otros Ingresos (1)	37.437.927	12.551.577	4.826.492
Total Otros Ingresos de explotación	37.437.927	12.551.577	4.826.492

(1) Durante el presente año se ha reconocido un monto \$ 22.226 millones que corresponden a la activación de pólizas de seguros 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 14.f6.

Nota 24. Consumo de Materias Primas y Materiales Secundarios.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Compras de energía	(236.937.399)	(164.312.507)	(224.432.412)
Consumo de combustible	(634.777.206)	(587.063.935)	(845.936.200)
Gastos de transporte	(228.036.184)	(173.035.230)	(187.324.624)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(91.577.030)	(51.734.217)	(46.759.899)
Total Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	(1.191.327.819)	(976.145.889)	(1.304.453.135)

Nota 25. Gastos de Personal.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es la siguiente:

Gastos de personal	Saldo al		
	12/31/10 M\$	12/31/09 M\$	12/31/08 M\$
Sueldos y salarios	(74.105.329)	(69.416.433)	(60.538.558)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.154.457)	(1.336.790)	(678.038)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(4.697.420)	(4.686.196)	(2.495.872)
Otros gastos de personal	(109.143)	(124.903)	(87.321)
Total	(80.066.349)	(75.564.322)	(63.799.789)

Nota 26. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Depreciaciones	(175.067.904)	(192.772.740)	(182.631.235)
Amortizaciones	(3.939.996)	(3.369.335)	(3.973.340)
Pérdidas por deterioro activos financieros	(308.268)	-	-
Pérdidas por deterioro activo fijo	(397.857)	(43.999.600)	-
Total	(179.714.025)	(240.141.675)	(186.604.575)

Nota 27. Otros Gastos por Naturaleza.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(28.168.817)	(25.687.929)	(25.303.722)
Otros Suministros y Servicios	(22.480.182)	(23.370.588)	(28.456.360)
Primas de seguros	(14.229.231)	(12.682.484)	(9.233.688)
Tributos y tasas	(10.821.134)	(19.124.384)	(17.006.971)
Reparaciones y conservación	(10.916.194)	(13.136.995)	(12.923.921)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.273.660)	(3.229.232)	(2.323.937)
Arrendamientos y cánones	(3.350.773)	(3.029.391)	(2.910.420)
Gastos de medioambiente	(812.294)	(4.516.426)	(3.713.697)
Otros aprovisionamientos	(2.052.353)	(2.350.841)	(2.298.270)
Gastos de viajes	(546.330)	(596.780)	(1.538.129)
Indemnizaciones y multas	(151.193)	(571.999)	(135.005)
Otros	(4.875.095)	(2.571.730)	(2.023.595)
Total otros gastos por naturaleza	(103.677.256)	(110.868.779)	(107.867.715)

Nota 28. Resultado Financiero.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	4.716.032	19.525.214	19.801.293
Otros ingresos financieros	5.367.158	5.790.704	14.521.941
Total Ingresos Financieros	10.083.190	25.315.918	34.323.234

Costos Financieros	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Préstamos bancarios	(27.969.118)	(44.385.051)	(45.642.179)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(96.485.135)	(110.024.240)	(131.462.656)
Arrendamientos financieros (leasing)	(2.735.638)	(3.666.191)	(4.693.442)
Valoración derivados financieros	(9.733.581)	(4.255.054)	(726.687)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(2.693.816)	(3.014.451)	(2.619.725)
Gastos financieros activados	11.744.123	4.745.501	4.331.965
Otros	(14.382.985)	(27.768.898)	(17.626.863)
Resultado por Unidades de Reajuste	(3.162.695)	9.275.308	(18.950.333)
Diferencias de Cambio	15.618.964	(17.017.325)	(5.828.382)
Positivas	33.103.786	28.293.419	42.213.637
Negativas	(17.484.822)	(45.310.744)	(48.042.019)
Total Costos Financieros	(129.799.881)	(196.110.401)	(223.218.302)
Total Resultado Financieros	(119.716.691)	(170.794.483)	(188.895.068)

Nota 29. Impuesto a las Ganancias.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008:

(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	Saldo al		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(207.480.995)	(230.226.472)	(142.840.577)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	24.136.350	12.155.622	-
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	583.493	(13.231.189)	(2.588.205)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.577.120)	(2.799.433)	(6.486.004)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(185.338.272)	(234.101.472)	(151.914.786)
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	949.761	48.513.831	(50.423.200)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	(2.556.286)	-	-
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	6.980.605	11.418.720	(7.839.619)
Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos, neto, total	5.374.080	61.633.176	(58.262.819)
Gasto por impuesto a las ganancias	(179.964.192)	(172.468.296)	(210.177.605)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 15.a.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(147.224.220)	(160.576.672)	(130.510.434)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(53.463.847)	(44.211.383)	(35.674.678)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	21.617.417	10.333.820	21.915.058
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(12.807.498)	(7.419.887)	(13.507.757)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	-	2.499.071	-
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(2.556.286)	-	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	583.493	(7.359.691)	(2.588.205)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	13.886.749	34.266.446	(49.811.589)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(32.739.972)	(11.891.624)	(79.667.171)
Gasto por impuesto a las ganancias	(179.964.192)	(172.468.296)	(210.177.605)

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 Sociedad ha reconocido un gasto por impuestos diferidos de M\$ 2.556.286.

Nota 30. Información por Segmento.

30.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación de energía eléctrica.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile.
- Argentina
- Perú
- Colombia.

Dado que la organización societaria de Endesa Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, de los segmentos, 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 señalados correspondientes a los ejercicios 2010 y 2009:

30.2 Distribución por país.

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	12/31/10	12/31/09	12/31/10	12/31/09	12/31/10	12/31/09	12/31/10	12/31/09	12/31/10	12/31/09	12/31/10	12/31/09
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	604.555.951	546.701.998	71.156.981	118.440.168	154.997.283	256.813.794	50.330.357	54.343.007	(88.013.849)	(33.937.725)	793.026.723	942.361.242
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	226.577.326	240.118.710	18.243.129	24.084.851	74.583.887	160.939.980	13.865.517	21.294.688	-	-	333.269.859	446.438.229
Otros activos financieros corrientes	17.551	1.536.149	-	-	54.650	-	-	-	-	-	72.201	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.165.469	3.120.114	2.254.847	2.376.964	1.370.458	1.554.560	1.835.063	2.016.998	-	-	6.625.837	9.068.636
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	234.204.175	208.095.823	46.492.629	85.777.052	41.680.862	55.169.859	11.027.554	11.073.405	(82.726.668)	(28.530.633)	250.678.552	331.585.506
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	41.296.559	30.833.174	2.250.491	2.228.305	32.368.651	32.526.869	8.403.843	8.979.580	(5.287.181)	(5.407.092)	79.032.363	69.160.836
Inventarios	24.443.037	18.778.149	1.750.879	3.803.384	4.936.465	6.622.526	11.009.380	10.975.529	-	-	42.139.761	40.179.588
Activos por impuestos corrientes	76.851.834	44.219.879	165.006	169.612	2.310	-	4.189.000	2.807	-	-	81.208.150	44.392.298
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.035.355.915	4.041.529.632	280.496.148	238.359.902	1.203.713.202	1.228.326.578	730.619.632	785.935.394	(1.008.339.815)	(1.067.160.136)	5.241.845.082	5.226.991.370
Otros activos financieros no corrientes	27.935.909	4.060.933	-	-	-	-	359.977	80.862	-	-	28.295.886	4.141.795
Otros activos no financieros no corrientes	169.241	616.133	9.603.922	9.892.989	1.111.481	1.092.649	-	336.605	-	-	10.884.644	11.938.376
Derechos por cobrar no corrientes	1.930.242	2.674.211	121.556.759	61.013.486	2.974.116	3.028.768	-	-	-	-	126.461.117	66.716.465
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.570.592	-	-	-	-	-	-	-	(5.570.592)	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.617.803.876	1.624.673.392	4.330.741	4.698.977	-	1.366	49.494.618	47.596.359	(1.089.885.888)	(1.102.872.803)	581.743.347	574.097.291
Activos intangibles distintos de la plusvalía	23.757.665	24.887.512	-	-	20.247.206	17.245.016	349.639	506.047	-	-	44.354.510	42.638.575
Plusvalía	12.636	13.692	2.453.791	2.780.777	-	-	-	-	87.116.665	91.700.310	100.085.306	105.545.382
Propiedades, planta y equipo	2.328.835.234	2.362.603.039	130.831.613	147.343.811	1.125.145.217	1.148.817.647	669.094.525	724.212.506	-	(55.987.643)	4.253.906.589	4.326.989.360
Activos por impuestos diferidos	29.340.520	22.000.720	11.719.322	12.629.862	54.235.182	58.141.132	818.659	2.152.412	-	-	96.113.683	94.924.126
TOTAL ACTIVOS	4.639.911.866	4.588.231.630	351.653.129	356.800.070	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.096.353.664)	(1.101.097.861)	6.034.871.805	6.169.352.612
PASIVOS CORRIENTES	462.965.283	647.882.824	150.318.585	143.807.722	286.630.051	130.634.275	61.493.965	71.313.577	(418.132)	(12.536.717)	960.989.752	981.101.681
Otros pasivos financieros corrientes	45.595.637	191.588.501	79.751.906	61.487.491	87.860.103	57.137.900	39.501.048	38.334.893	-	-	252.708.694	348.548.785
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	245.379.701	295.052.628	28.901.514	29.973.620	86.644.371	28.526.181	16.970.251	20.319.427	(418.132)	-	377.477.705	373.871.856
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	113.936.399	70.396.317	28.374.815	29.954.939	80.508.993	2.477.464	218.586	262.056	-	(12.536.717)	223.038.793	90.554.059
Otras provisiones corrientes	38.883.784	29.412.247	2.553.179	1.163.928	22.520	26.684	3.097.899	2.790.365	-	-	44.557.382	33.393.224
Pasivos por impuestos corrientes	15.109.942	57.763.208	10.335.320	20.817.793	26.604.320	37.298.367	692.609	8.066.064	-	-	52.742.191	123.945.432
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	367.702	-	-	2.703.107	3.081.031	-	-	-	-	2.703.107	3.448.733
Otros pasivos no financieros corrientes	4.059.820	3.302.221	401.851	409.951	2.286.637	2.086.648	1.013.572	1.540.772	-	-	7.761.880	7.339.592
PASIVOS NO CORRIENTES	1.187.582.184	1.327.762.291	104.587.509	122.228.745	356.958.221	424.071.893	319.926.947	358.335.279	-	850.871	1.969.054.861	2.233.249.079
Otros pasivos financieros no corrientes	960.209.729	1.102.640.629	70.465.040	98.646.588	339.291.052	406.377.244	168.684.276	200.034.511	-	-	1.538.650.097	1.807.698.972
Otras cuentas por pagar no corrientes	3.595.688	7.569.739	-	-	142.669	-	-	-	-	-	3.738.357	7.569.739
Otras provisiones no corrientes	9.797.457	9.246.973	-	-	348.770	430.975	10.772.286	10.482.637	-	-	20.918.513	20.160.585
Pasivo por impuestos diferidos	194.971.475	187.209.772	11.567.979	12.848.716	-	-	140.470.385	147.818.131	-	-	347.009.839	347.876.619
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.477.496	10.967.457	-	-	17.175.730	17.263.674	-	-	-	-	28.653.226	28.231.131
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.530.339	10.127.721	22.554.490	10.733.441	-	-	-	-	-	850.871	30.084.829	21.712.033
PATRIMONIO NETO	2.989.364.399	2.612.586.515	96.747.035	90.763.603	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.095.935.532)	(1.089.412.015)	3.104.827.192	2.955.001.852
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.989.364.399	2.612.586.515	96.747.035	90.763.603	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.095.935.532)	(1.089.412.015)	2.376.486.878	2.069.085.642
Capital emitido	2.071.332.977	2.053.251.884	84.324.737	84.324.737	142.906.410	259.460.190	164.297.758	164.297.758	(1.131.147.797)	(1.229.620.484)	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.086.680.565	1.063.866.422	9.412.264	4.731.041	149.784.385	138.029.796	23.141.069	21.916.044	173.296.193	(121.723.979)	1.442.314.476	1.106.819.324
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	(374.657.700)	(710.540.348)	3.010.034	1.707.825	422.431.418	532.944.218	212.090.250	224.415.743	(138.083.928)	989.580.057	(603.550.240)	(575.456.324)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	728.340.314	885.916.210
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.639.911.866	4.588.231.630	351.653.129	356.800.070	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.096.353.664)	(1.101.097.861)	6.034.871.805	6.169.352.612

País	Chile			Argentina		
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES						
INGRESOS	1.365.105.132	1.408.648.700	1.642.193.363	352.358.228	296.577.889	284.227.984
Ventas	1.335.157.533	1.402.468.862	1.640.570.255	345.706.935	293.388.675	284.077.914
Ventas de energía	1.286.727.887	1.349.609.938	1.551.765.705	345.706.935	293.388.675	284.077.914
Otras ventas	21.964.060	12.085.420	20.557.959	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	26.465.586	40.773.504	68.246.591	-	-	-
Otros ingresos de explotación	29.947.599	6.179.838	1.623.108	6.651.293	3.189.214	150.070
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(666.598.837)	(511.525.081)	(871.071.579)	(267.824.397)	(208.539.466)	(206.239.901)
Compras de energía	(139.373.210)	(52.310.897)	(134.937.913)	(9.296.132)	(9.375.553)	(12.067.418)
Consumo de combustible	(318.644.651)	(345.815.766)	(606.488.766)	(242.853.893)	(180.160.003)	(179.081.276)
Gastos de transporte	(161.189.862)	(107.314.035)	(122.589.953)	(3.636.524)	(5.363.800)	(4.689.649)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(47.391.114)	(6.084.383)	(7.054.947)	(12.037.848)	(13.640.110)	(10.401.558)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	698.506.295	897.123.619	771.121.784	84.533.831	88.038.423	77.988.083
Trabajos para el Inmovilizado	9.438.604	-	-	-	-	-
Gastos de Personal	(47.481.482)	(47.297.737)	(41.412.214)	(14.203.774)	(10.769.163)	(8.817.954)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(56.347.912)	(59.936.002)	(63.058.897)	(10.468.810)	(11.675.874)	(11.200.880)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	604.115.505	789.889.880	666.650.673	59.861.247	65.593.386	57.969.249
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(87.465.453)	(142.769.951)	(99.126.294)	(17.458.911)	(22.642.765)	(20.684.846)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	516.650.052	647.119.929	567.524.379	42.402.336	42.950.621	37.284.403
RESULTADO FINANCIERO	(63.512.012)	(90.259.866)	(90.806.782)	(5.959.482)	(27.712.641)	(25.609.868)
Ingresos financieros	4.783.075	9.778.252	25.601.060	1.598.337	2.466.727	3.173.056
Gastos financieros	(70.966.662)	(91.926.644)	(120.467.287)	(16.672.829)	(16.457.318)	(13.908.953)
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.162.695)	9.275.308	(18.950.333)	-	-	-
Diferencias de cambio	5.834.270	(17.386.782)	23.009.778	9.115.010	(13.722.050)	(14.873.971)
Positivas	12.260.890	28.981.945	54.434.939	19.849.580	1.904.563	1.406.927
Negativas	(6.426.620)	(46.368.727)	(31.425.161)	(10.734.570)	(15.626.613)	(16.280.898)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	82.101.109	88.336.170	73.631.341	202.973	186.494	363.873
Resultado de Otras Inversiones	272.686	(55.494)	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	38.060	60.233	654.395	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	535.549.895	645.200.972	551.003.333	36.645.827	15.424.474	12.038.408
Impuesto Sobre Sociedades	(69.022.643)	(75.013.447)	(133.715.307)	(13.352.066)	(6.168.376)	(4.511.350)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	466.527.252	570.187.525	417.288.026	23.293.761	9.256.098	7.527.058
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	466.527.252	570.187.525	417.288.026	23.293.761	9.256.098	7.527.058
RESULTADO DEL PERÍODO	466.527.252	570.187.525	417.288.026	23.293.761	9.256.098	7.527.058
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-

Nota 31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros.

31.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos		Saldo Pendiente		Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	dic-10	dic-09	2011	Activos	2012	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	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2010, Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por importe de M\$ 10.331.447 (M\$ 13.196.131 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 50.485.248 al 31 de diciembre de 2008).

31.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo Pendiente		Liberación de garantías						
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	Dic-10	Dic-09	2011	Activos	2012	Activos	2013	2014
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	34.817.262	M\$	34.817.262	26.349.554						

31.3 Otra información

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

	Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2008 M\$
	507.515.749	500.964.413	401.470.271	211.260.913	213.624.981	208.496.821	(857.568)	(896.628)	-	2.435.382.454	2.418.919.355	2.536.388.439
	507.137.563	500.829.922	401.257.389	210.800.064	210.576.947	205.662.615	(857.568)	(896.628)	-	2.397.944.527	2.406.367.778	2.531.568.173
	506.194.881	500.175.971	400.576.991	202.614.778	202.852.442	204.588.804	-	-	-	2.341.244.481	2.346.027.026	2.441.009.414
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.964.060	12.085.420	20.557.959
	942.682	653.951	680.398	8.185.286	7.724.505	1.073.811	(857.568)	(896.628)	-	34.735.986	48.255.332	70.000.800
	378.186	134.491	212.882	460.849	3.048.034	2.834.206	-	-	-	37.437.927	12.551.577	4.820.266
	(176.663.972)	(184.067.482)	(128.688.480)	(80.240.613)	(72.013.860)	(98.453.175)	-	-	-	(1.191.327.819)	(976.145.889)	(1.304.453.135)
	(72.764.711)	(91.955.452)	(47.123.986)	(15.503.346)	(10.670.605)	(30.303.095)	-	-	-	(236.937.399)	(164.312.507)	(224.432.412)
	(27.780.401)	(20.572.023)	(10.740.338)	(45.498.261)	(40.516.143)	(49.625.820)	-	-	-	(634.777.206)	(587.063.935)	(845.936.200)
	(50.431.204)	(46.663.960)	(45.787.546)	(12.778.594)	(13.693.435)	(14.257.476)	-	-	-	(228.036.184)	(173.035.230)	(187.324.624)
	(25.687.656)	(24.876.047)	(25.036.610)	(6.460.412)	(7.133.677)	(4.266.784)	-	-	-	(91.577.030)	(51.734.217)	(46.759.899)
	330.851.777	316.896.931	272.781.791	131.020.300	141.611.121	110.043.646	(857.568)	(896.628)	-	1.244.054.635	1.442.773.466	1.231.935.304
	688.024	517.847	330.981	-	214.054	169.334	-	-	-	10.126.628	731.901	500.315
	(12.219.664)	(10.959.497)	(7.918.996)	(6.161.429)	(6.537.925)	(5.650.625)	-	-	-	(80.066.349)	(75.564.322)	(63.799.789)
	(21.201.983)	(19.127.781)	(17.815.369)	(16.516.119)	(21.025.750)	(16.556.810)	857.568	896.628	764.241	(103.677.256)	(110.868.779)	(107.867.715)
	298.118.154	287.327.500	247.378.407	108.342.752	114.261.500	88.005.545	-	-	764.241	1.070.437.658	1.257.072.266	1.060.768.115
	(36.580.792)	(36.516.121)	(30.560.196)	(38.208.869)	(38.212.838)	(36.233.239)	-	-	-	(179.714.025)	(240.141.625)	(186.604.575)
	261.537.362	250.811.379	216.818.211	70.133.883	76.048.662	51.772.306	-	-	764.241	890.723.633	1.016.930.591	874.163.540
	(35.915.163)	(42.513.775)	(43.391.504)	(14.767.022)	(23.600.707)	(15.330.574)	436.988	13.292.506	(13.756.340)	(119.716.691)	(170.794.483)	(188.895.068)
	3.440.657	11.968.380	5.364.390	455.981	1.341.180	248.487	(194.860)	(238.621)	(63.759)	10.083.190	25.315.918	34.323.234
	(39.278.398)	(54.646.985)	(48.548.045)	(15.533.121)	(25.576.058)	(15.579.061)	194.860	238.621	63.759	(142.256.150)	(188.368.384)	(198.439.587)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.162.695)	9.275.308	(18.950.333)
	(77.422)	164.830	(207.849)	310.118	634.171	-	436.988	13.292.506	(13.756.340)	15.618.964	(17.017.325)	(5.828.382)
	188.272	263.663	128.111	805.044	635.100	-	-	-	(13.756.340)	33.103.786	31.785.271	42.213.637
	(265.694)	(98.833)	(335.960)	(494.926)	(929)	-	436.988	13.292.506	-	(17.484.822)	(48.802.596)	(48.042.019)
	-	-	-	9.369.676	9.935.172	8.136.376	-	-	-	91.673.758	98.457.836	82.131.590
	-	(34.772)	252.022	-	-	764.314	-	-	-	272.686	(90.266)	1.016.336
	1.127.732	83.708	167.699	455.621	(78.969)	(1.530.052)	-	-	-	1.621.413	64.972	(707.958)
	226.749.931	208.346.540	173.846.428	65.192.158	62.304.158	43.812.370	436.988	13.292.506	(12.992.099)	864.574.799	944.568.650	767.708.440
	(76.652.558)	(69.788.953)	(57.450.682)	(20.936.925)	(21.497.520)	(14.500.266)	-	-	-	(179.964.192)	(172.468.296)	(210.177.605)
	150.097.373	138.557.587	116.395.746	44.255.233	40.806.638	29.312.104	436.988	13.292.506	(12.992.099)	684.610.607	772.100.354	557.530.835
	150.097.373	138.557.587	116.395.746	44.255.233	40.806.638	29.312.104	436.988	13.292.506	(12.992.099)	684.610.607	772.100.354	557.530.835
	150.097.373	138.557.587	116.395.746	44.255.233	40.806.638	29.312.104	436.988	13.292.506	(12.992.099)	684.610.607	772.100.354	557.530.835
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	533.555.794	627.053.406	433.177.184
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151.054.813	145.046.948	124.353.651

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 32. Dotación.

La distribución del personal de Endesa Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de control conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009, era la siguiente:

País	31/12/2010			Total M\$	Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales M\$	Profesionales y Técnicos M\$	Trabajadores y Otros M\$		
Chile	37	1.091	124	1.252	1.296
Argentina	6	401	19	426	348
Brasil	-	4	1	5	6
Perú	7	220	17	244	238
Colombia	6	421	17	444	424
Total	56	2.137	178	2.371	2.312

País	31/12/2009			Total M\$	Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales M\$	Profesionales y Técnicos M\$	Trabajadores y Otros M\$		
Chile	46	1.084	207	1.337	1.396
Argentina	7	305	20	332	326
Brasil	-	4	2	6	4
Perú	7	216	18	241	247
Colombia	9	386	20	415	415
Total	69	1.995	267	2.331	2.388

Nota 33. Hechos Posteriores.

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Nota 34. Medio Ambiente.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 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.	-	3.859.367	3.330.696
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Auditoría ISO 14.001, monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	-	9.205
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	444.983	657.059	-
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales: calidad del aire, seguimiento marino, etc.	72.984	-	-
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo	294.327	-	-
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 li	-	-	373.796
Total		812.294	4.516.426	3.713.697

Nota 35. Información Financiera Resumida de Filiales y Sociedades de Control Conjunto.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, bajo Normas de Información Financiera es el siguiente:

	31/12/2010								
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)
Endesa Eco S.A.	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.	54.209.408	242.417.018	296.626.426	(60.865.292)	(41.020.747)	(101.886.039)	234.534.478	(57.265.757)	177.268.421
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	43.642.004	81.215.943	124.857.947	(55.987.180)	(11.948.576)	(67.935.756)	167.998.478	(154.961.416)	13.037.062
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	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.	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
Endesa Inversiones Generales S.A.	1.589.366	3.384.173	4.973.539	(679.042)	(113.084)	(792.126)	5.340.990	(4.125.993)	1.214.997
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	12.087.688	1.101.211	13.188.899	(8.507.914)	(1.658.915)	(10.166.829)	23.779.248	(23.063.773)	715.475
Inversiones Endesa Norte S.A.	-	25.157.716	25.157.716	(3.370.464)	-	(3.370.464)	-	(146.130)	(146.130)
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	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.	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.	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)
Hidroinvest S.A.	466.398	24.559.532	25.025.930	(259.580)	-	(259.580)	-	185.942	185.942
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	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
Southern Cone Power Argentina S.A.	48.053	1.236.663	1.284.716	(183.850)	-	(183.850)	-	(3.906)	(3.906)
Emgesa S.A. E.S.P.	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.	54.688	180.174.348	180.229.036	(21.008)	-	(21.008)	21.122.454	(214.017)	20.908.437
Edegel S.A.A.	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.	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
Transmisora Eléctrica de Quillota S.A.	1.613.186	4.751.063	6.364.249	(865.075)	(471.851)	(1.336.926)	1.061.066	(598.489)	462.577
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	3.880.921	50.729.673	54.610.594	(3.904.367)	(327.633)	(4.232.000)	-	(3.665.300)	(3.665.300)
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	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

	31/12/2009								
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)
Endesa Eco	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)
Pehuenche	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
San Isidro	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
Pangué	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
Celta	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
Enigesas	1.656.913	3.559.633	5.216.546	(835.342)	(131.357)	(966.699)	5.278.311	(3.994.880)	1.283.431
Ingendesa	10.755.422	1.206.290	11.961.712	(6.729.033)	(1.825.356)	(8.554.389)	27.630.988	(25.766.921)	1.864.067
Inv. Endesa Norte	-	25.157.716	25.157.716	(3.224.334)	-	(3.224.334)	-	(166.553)	(166.553)
Túnel El Melón	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	2.955.460	38.713.348	41.668.808	(44.707)	-	(44.707)	413.719	123.951	537.670
Endesa Costanera	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)
Hidroinvest	11.067.591	27.827.113	38.894.704	(347.897)	-	(347.897)	3.941.241	611.450	4.552.691
Hidroeléctrica El Chocón	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
Scp Argentina	58.317	1.401.197	1.459.514	(208.178)	-	(208.178)	-	(2.672)	(2.672)
Emgesa	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	195.754	189.546.962	189.742.716	(30.872)	-	(30.872)	19.653.352	(165.000)	19.488.352
Edegel	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	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
Transquillota	644.435	5.099.241	5.743.676	(740.067)	(438.364)	(1.178.431)	1.163.684	(603.983)	559.701
Hidroaysén	4.136.868	44.323.280	48.460.148	(18.926.306)	-	(18.926.306)	-	(3.056.976)	(3.056.976)
Gasatagama	57.217.616	158.174.887	215.392.503	(93.938.500)	(21.233.800)	(115.172.300)	171.652.188	(159.554.219)	12.097.969

Anexo N°1 Sociedades Que Componen El Grupo Endesa Chile.

Este anexo es parte de la Nota 2.4 "Entidades filiales y de control conjunto".

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			
Extranjera	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
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
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjera	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
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso Chileno	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	99,94%	0,06%	100,00%	99,94%	0,06%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
77.625.850-4	Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
76.738.990-6	Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Filial	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Linea Maipu
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Peso Chileno	98,75%	1,25%	100,00%	98,75%	1,25%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A.	Peso Chileno	94,98%	0,01%	94,99%	94,98%	0,01%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	12,33%	57,43%	69,76%	12,33%	57,43%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A.	Peso Chileno	99,51%	0,49%	100,00%	99,51%	0,49%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjera	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
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
Extranjera	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
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,51%	50,49%	51,00%	0,51%	50,49%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%	2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%	41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%	1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%	99,99%	0,01%	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
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
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%	0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%	98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
Extranjera	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	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

ANEXO N°2 Variaciones del Perímetro de Consolidación.

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			2008 Total	Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total				
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%	0,00%	94,95%	94,95%	0,00%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos

Anexo N°3 Sociedades Asociadas:

Este anexo corresponde a la Nota 3.g "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		
Extranjera	Distrilec Inversora S. A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%	0,89%	0,00%	0,89%	Argentina	Sociedad de Cartera
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,02%	99,95%	99,97%	0,02%	99,95%	99,97%	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Brasil S. A.	Real	36,26%	4,18%	40,44%	36,26%	4,18%	40,44%	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjera	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
76.418.940-K	GNL Chile.S. A.	Peso Chileno	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	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	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera

Anexo N°4 Información Adicional Sobre Deuda Financiera:

Este anexo corresponde a la Nota 16 "Otros pasivos financieros".

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente				Total Corriente al 31/12/2010 M\$	No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
			Vencimiento					Vencimiento				
			Indeterminado M\$	hasta un Mes M\$	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$	
Chile	US\$	2,41%	-	-	816.706	18.915.156	19.731.862	3.202.593	83.824.641	-	-	87.027.234
Perú	US\$	0,00%	-	-	1.458.040	17.809.137	19.267.177	14.419.663	14.145.757	21.661.326	-	50.226.746
Perú	Soles	3,86%	-	-	89.871	210.254	300.125	6.409.546	-	-	-	6.409.546
Argentina	US\$	8,00%	-	-	5.085.358	18.145.263	23.230.621	4.013.855	-	-	-	4.013.855
Argentina	\$ Arg	8,44%	-	-	14.009.721	19.249.278	33.258.999	16.649.229	1.696.967	-	-	18.346.196
Colombia	\$ Col	7,21%	-	-	744.241	5.091.793	5.836.034	-	75.664.686	-	-	75.664.686
			-	-	22.203.937	79.420.881	101.624.818	44.694.886	175.332.051	21.661.326	-	241.688.263

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,97%	3,97%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,97%	3,97%	Trimestral
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,19%	7,19%	Trimestral
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,70%	5,70%	Semestral
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,59%	4,28%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	3,80%	3,80%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	4,30%	4,30%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,95%	5,95%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Westib	Perú	US\$	5,50%	5,50%	Trimestral
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,60%	6,60%	Al vencimiento
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	US\$	9,59%	9,59%	Trimestral
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	Soles	6,55%	6,55%	Al vencimiento
Extranjera	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Daviivenda	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Annual
Extranjera	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Annual
Extranjera	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Annual
Extranjera	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Annual
Extranjera	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander Central Hispano	Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	Semestral
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	US\$	6,00%	6,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	5,44%	5,44%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,88%	12,26%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	6,30%	5,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	15,82%	15,82%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mediocredito Italiano	Argentina	\$ Arg	14,00%	1,75%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	15,00%	15,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	18,12%	18,12%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,00%	13,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	15,00%	15,00%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	10,28%	5,32%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	6,70%	6,70%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Macro	Argentina	\$ Arg	14,75%	14,75%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	15,40%	15,40%	Al vencimiento
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Supervielle	Argentina	\$ Arg	13,00%	13,00%	Al vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	5,96%	5,96%	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	2,50%	2,50%	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Caia Madrid, Caia Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Citibank NA, Nassau, Bahamas Branch	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Ing Bank N.V.	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	San Paolo IMI S.p.A	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	HSBC Bank pic Spanish Branch	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	ABN AMRO Bank	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Instituto de Credito Oficial	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Deutsche Bank AG New York Branch	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	1,65%	1,60%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	2,28%	2,28%	Trimestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Caia Madrid, Caia Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,77%	1,77%	Trimestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	3,80%	3,80%	Al vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	3,80%	3,80%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	ITAU - Sindicado	Argentina	\$ Arg	18,67%	18,67%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	STANDARD - Sindicado	Argentina	\$ Arg	18,67%	18,67%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	SANTANDER - Sindicado	Argentina	\$ Arg	18,67%	18,67%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	HIPOTECARIO - Sindicado	Argentina	\$ Arg	18,67%	18,67%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	GALLICIA - Sindicado	Argentina	\$ Arg	18,67%	18,67%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	14,30%	14,30%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	BRVA	Argentina	\$ Arg	14,50%	14,50%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Macro	Argentina	\$ Arg	17,75%	17,75%	Al Vencimiento
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Rio - Sindicado	Argentina	\$ Arg	17,44%	17,44%	Semestral
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Industrial de Azul	Argentina	\$ Arg	17,14%	17,14%	Semestral
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	Extranjera	PNC BANK	E.E.U.U.	US\$	3,09%	3,09%	Semestral

Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento				
			Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$	
1.837.468	132.344.273	134.181.741	110.691.518	107.668.569	1.257.552	-	219.617.639
6.879.846	12.043.084	18.922.930	24.300.608	1.839.338	-	-	26.139.946
306.989	938.019	1.245.008	21.418.951	-	-	-	21.418.951
6.253.151	12.774.805	19.027.956	23.974.767	-	-	-	23.974.767
7.777.416	9.299.867	17.077.283	16.726.744	-	-	-	16.726.744
2.474.692	7.561.559	10.036.251	88.421.279	-	-	-	88.421.279
25.529.562	174.961.607	200.491.169	285.533.867	109.507.907	1.257.552	-	396.299.326

12/2010								12/2009							
Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente				
Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
653.107	1.953.825	2.606.932	4.307.956	-	4.307.955	-	8.615.911	5.071.000	-	5.071.000	-	-	-	-	-
438.997	1.302.348	1.741.345	1.603.280	-	-	-	1.603.280	175.139	4.118.468	4.293.607	10.492.763	1.839.338	-	-	12.332.101
245.345	816.040	1.061.385	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
23.655	3.427.268	3.450.923	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
12.762	42.449	55.211	1.379.498	-	-	-	1.379.498	58.946	180.114	239.060	5.640.104	-	-	-	5.640.104
77.109	167.805	244.914	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
96.936	10.309.656	10.406.592	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
-	603.337	603.337	-	7.812.518	-	-	7.812.518	255.968	782.125	1.038.093	9.120.095	-	-	-	9.120.095
-	432.186	432.186	-	5.729.883	-	-	5.729.883	183.357	560.258	743.615	6.781.522	-	-	-	6.781.522
328.989	1.094.247	1.423.236	-	18.429.277	-	-	18.429.277	603.814	1.844.989	2.448.803	21.513.776	-	-	-	21.513.776
-	1.580.860	1.580.860	-	20.431.485	-	-	20.431.485	669.415	2.045.433	2.714.848	23.851.093	-	-	-	23.851.093
415.252	1.381.163	1.796.415	-	23.261.523	-	-	23.261.523	762.138	2.328.754	3.090.892	27.154.793	-	-	-	27.154.793
600.038	-	600.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
634.568	351.529	986.097	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
648.599	2.010.220	2.658.819	2.055.803	-	-	-	2.055.803	88.632	2.428.842	2.517.474	2.202.337	-	-	-	2.202.337
238.978	188.868	427.846	-	-	-	-	-	2.771.743	-	2.771.743	-	-	-	-	-
184.556	2.497.668	2.682.224	1.994.435	-	-	-	1.994.435	-	-	-	-	-	-	-	-
4.198	954.555	958.753	-	-	-	-	-	12.760	1.968.909	1.981.669	977.862	-	-	-	977.862
881.772	-	881.772	-	-	-	-	-	4.453.137	-	4.453.137	-	-	-	-	-
1.853.593	895.623	2.749.216	-	-	-	-	-	1.674.866	1.015.968	2.690.834	-	-	-	-	-
3.807.821	146.831	3.954.652	-	-	-	-	-	858.964	789.556	1.648.520	-	-	-	-	-
1.808.418	-	1.808.418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.489	426.386	432.875	-	-	-	-	-	6.417	404.266	410.683	-	-	-	-	-
35.128	1.011.545	1.046.673	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
357.550	-	357.550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.159.080	-	1.159.080	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.788.875	-	1.788.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60.946	944.030	1.004.976	1.823.007	1.648.517	-	-	3.471.524	-	-	-	-	-	-	-	-
345.404	700.155	1.045.559	1.379.586	337.839	-	-	1.717.425	-	-	-	-	-	-	-	-
408.841	17.060.873	17.469.714	-	81.838.285	-	-	81.838.285	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	84.077	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	-	-	-	-	-
1.479.285	7.585.610	9.064.895	979.026	-	-	-	979.026	1.691.369	4.966.337	6.657.706	10.883.496	-	-	-	10.883.496
1.477.401	7.582.650	9.060.051	979.026	-	-	-	979.026	1.694.990	4.975.360	6.670.350	10.888.934	-	-	-	10.888.934
136.513	1.869.470	2.005.983	1.687.700	-	-	-	1.687.700	199.352	1.449.462	1.648.814	4.169.361	-	-	-	4.169.361
106.749	1.460.783	1.567.532	1.318.645	-	-	-	1.318.645	155.744	1.132.392	1.288.136	3.257.313	-	-	-	3.257.313
760.895	1.245.088	2.005.983	1.687.700	-	-	-	1.687.700	130.825	951.209	1.082.034	2.736.143	-	-	-	2.736.143
88.490	1.223.925	1.312.415	1.106.099	-	-	-	1.106.099	62.298	452.957	515.255	1.302.925	-	-	-	1.302.925
41.985	582.414	624.399	526.511	-	-	-	526.511	229.470	1.539.414	1.768.884	4.283.140	-	-	-	4.283.140
25.459	714.554	740.013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21.510	595.558	617.068	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
105.325	2.599.171	2.704.496	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
463.089	3.083.714	3.546.803	8.328.139	1.696.967	-	-	10.025.106	-	-	-	-	-	-	-	-
378.715	368.379	747.094	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.515	210.098	211.613	-	-	-	-	-	5.750	237.177	242.927	231.267	-	-	-	231.267
101.624.818							241.688.263			200.491.169					396.299.326

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

- Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos.

Segmento	País	Moneda	Tasa Efectiva	Corriente				Total Corriente al 31/12/2010 M\$	No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento					Vencimiento				
				Indeterminado M\$	Hasta un Mes M\$	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$	
Chile	US\$	8,62%	-	-	14.777.239	26.111.200	40.888.439	255.597.665	110.491.415	120.255.137	334.714.810	821.059.027	
Chile	CH\$	7,13%	-	-	7.758.689	29.301.113	37.059.802	68.093.670	164.544.759	220.120.553	307.081.353	759.840.335	
Perú	US\$	6,43%	-	-	870.099	6.351.625	7.221.724	18.968.745	8.678.373	31.925.751	6.171.990	65.744.859	
Perú	Soles	6,56%	-	-	4.844.575	7.068.729	11.913.304	20.496.512	10.801.554	9.641.727	-	40.939.793	
Colombia	\$ Col	9,13%	-	-	7.616.739	99.574.897	107.191.636	46.910.074	183.051.591	133.262.992	35.294.634	398.519.291	
					35.867.341	168.407.564	204.274.905	410.066.666	477.567.692	515.206.160	683.262.787	2.086.103.305	

- 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	Tipo de Amortización
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,31%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,49%	6,28%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,17%	6,17%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,11%	6,11%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,92%	5,92%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,17%	6,17%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,33%	6,33%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,16%	5,97%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	6,06%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,44%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	9,14%	7,78%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,90%	7,13%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,24%	6,63%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,00%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,10%	6,10%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,23%	6,23%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,77%	6,47%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,52%	6,09%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,46%	6,16%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,64%	6,16%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	5,91%	No
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,06%	6,06%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,05%	7,05%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,21%	7,21%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	5,11%	5,11%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	6,34%	6,34%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	4,83%	4,83%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	4,83%	4,83%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	5,33%	5,33%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	7,77%	7,77%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B9	Colombia	\$ Col	6,07%	6,07%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	8,07%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B104	Colombia	\$ Col	7,94%	7,94%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos C10	Colombia	\$ Col	8,14%	8,14%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos C10	Colombia	\$ Col	7,00%	7,00%	No
Extranjera	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Papeles comerciales	Colombia	\$ Col	4,21%	4,00%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	7,88%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	7,33%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	8,13%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	Ch\$	6,20%	6,20%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,35%	8,35%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,63%	8,63%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	Ch\$	6,20%	6,20%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	Ch\$	3,80%	3,80%	No
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.036.000-K	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	Ch\$	4,75%	4,75%	No

c) Arrendamiento Financiero

- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	0-E	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%
96.830.980-3	Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	Chile	96.976.410-5	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,64%

No Corriente

Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
			Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$	
10.006.217	30.574.552	40.580.769	81.161.538	252.788.328	133.318.105	258.219.240	725.487.211
2.775.752	12.104.618	14.880.370	29.217.551	24.632.198	32.959.256	426.898.668	513.707.673
724.841	2.214.792	2.939.633	19.585.709	3.563.753	20.707.042	13.566.934	57.423.438
948.197	13.247.956	14.196.153	15.073.775	32.897.255	1.250.822	10.709.864	59.931.716
8.435.251	64.757.060	73.192.311	112.074.992	75.248.665	96.743.894	200.793.134	484.860.685
22.890.258	122.898.978	145.789.236	257.113.565	389.130.199	284.979.119	910.187.840	1.841.410.723

12/2010								12/2009							
Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente				
Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
4.162.360	-	4.162.360	-	-	-	-	-	103.120	6.348.902	6.452.022	-	-	-	-	-
66.273	220.431	286.704	528.747	1.293.774	5.217.004	-	7.039.525	70.916	216.689	287.605	575.210	4.600.274	-	-	5.175.484
65.396	217.512	282.908	521.745	1.276.641	4.424.723	-	6.223.109	67.490	206.221	273.711	547.422	4.658.872	-	-	5.535.754
56.693	188.567	245.260	452.314	3.464.092	-	-	3.916.406	66.805	4.520.998	4.587.803	-	-	-	-	5.206.294
68.242	226.979	295.221	4.482.746	-	-	-	4.482.746	64.750	197.846	262.596	4.407.463	-	-	-	4.407.463
67.586	224.796	292.382	4.524.506	-	-	-	4.524.506	80.988	247.465	328.453	5.535.754	-	-	-	5.535.754
69.554	231.344	300.898	4.557.650	-	-	-	4.557.650	69.203	211.455	280.658	561.316	490.575	624.368	5.769.227	7.445.486
269.406	4.353.667	4.623.073	626.739	-	5.590.323	-	6.217.062	159.078	486.073	645.151	11.324.482	-	-	-	11.324.482
75.208	250.147	325.355	428.296	-	3.383.243	-	3.811.539	63.039	192.619	255.658	4.183.579	-	-	-	4.183.579
103.734	345.028	448.762	600.026	1.468.183	1.491.890	6.171.990	9.732.089	83.750	255.901	339.651	679.302	593.691	755.607	8.755.978	10.784.578
75.334	250.569	325.903	601.038	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
53.683	178.554	232.237	532.248	846.573	5.665.215	-	7.044.036	83.747	255.894	339.641	679.283	593.675	755.586	4.810.956	6.839.500
78.556	261.284	339.840	567.661	-	5.504.523	-	6.072.184	59.706	182.436	242.142	484.285	423.252	3.283.654	-	4.191.191
71.151	236.654	307.805	608.863	-	6.169.906	-	6.778.769	83.525	255.215	338.740	677.480	592.099	5.490.481	-	6.760.060
76.315	253.831	330.146	827.616	4.892.958	-	-	5.720.574	76.013	232.261	308.274	616.547	538.845	5.452.752	-	6.608.144
78.364	260.646	339.010	625.209	4.767.047	-	-	5.392.256	69.435	212.161	281.596	563.191	492.214	626.454	4.940.637	6.622.496
67.914	225.888	293.802	4.639.193	-	-	-	4.639.193	59.200	180.888	240.088	480.175	3.887.664	-	-	4.367.839
64.633	214.975	279.608	164.402	-	-	-	164.402	71.259	217.735	288.994	577.989	4.431.875	-	-	5.009.864
77.560	5.057.591	5.135.151	-	-	-	-	-	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
66.712	221.891	288.603	14.176.258	-	-	-	14.176.258	-	-	-	-	-	-	-	-
925.274	46.241.341	47.166.615	-	-	-	-	-	1.184.467	3.619.205	4.803.672	9.607.344	8.396.555	53.304.242	-	71.308.141
928.950	3.089.767	4.018.717	7.411.403	-	58.531.760	-	65.943.163	177.434	542.158	719.592	1.439.184	1.257.807	10.103.939	-	12.800.930
789.965	2.627.492	3.417.457	6.302.546	32.953.942	-	20.688.168	59.944.656	822.066	2.511.868	3.333.934	6.667.867	5.827.533	7.416.861	42.170.891	62.083.152
127.910	425.441	553.351	1.020.502	10.705.143	-	-	11.725.645	1.272.041	3.886.791	5.158.832	48.948.202	-	-	-	48.948.202
920.115	3.060.381	3.980.496	7.340.914	12.326.963	-	-	19.667.877	848.027	31.784.107	32.632.134	-	-	-	-	-
631.089	16.269.543	16.900.632	-	-	-	-	-	293.884	897.979	1.191.863	15.876.519	-	-	-	15.876.519
525.615	1.748.240	2.273.855	4.193.491	23.479.236	-	-	27.672.727	195.923	10.388.423	10.584.346	-	-	-	-	-
1.080.324	3.593.253	4.673.577	8.619.110	74.169.812	-	-	82.788.922	241.092	736.669	977.761	1.955.521	13.325.090	-	-	15.280.611
454.112	1.510.415	1.964.527	3.623.022	8.865.052	27.196.423	-	39.684.497	916.023	2.798.961	3.714.984	7.429.968	6.493.589	8.264.567	47.033.322	69.221.446
-	-	-	-	-	-	-	-	327.907	1.001.939	1.329.846	2.659.692	2.324.498	2.958.452	22.948.959	30.891.601
774.134	2.574.836	3.348.970	6.176.240	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
278.613	926.691	1.205.304	2.222.846	5.439.008	5.526.831	14.606.466	27.795.151	1.147.564	3.506.446	4.654.010	9.308.021	8.134.955	10.353.580	58.717.836	86.514.392
-	-	-	-	-	-	-	-	481.284	1.470.591	1.951.875	3.903.750	3.411.770	4.342.253	29.922.126	41.579.899
180.638	17.507.497	17.688.135	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
416.214	1.384.363	1.800.577	3.320.662	8.125.215	8.256.413	139.675.879	159.378.169	443.752	1.355.909	1.799.661	3.599.322	3.145.709	4.003.630	26.625.123	37.373.784
652.512	2.170.311	2.822.823	5.205.909	12.738.165	12.943.848	67.013.806	97.901.728	696.742	2.128.935	2.825.677	5.651.354	4.939.128	6.286.163	41.804.535	58.681.180
1.995.692	6.637.844	8.633.536	15.922.148	38.959.371	39.588.448	128.025.125	222.495.092	2.134.683	6.522.643	8.657.326	17.314.652	15.132.532	19.259.586	189.789.582	241.496.352
956.132	2.405.370	3.361.502	6.435.714	19.069.273	23.877.508	-	49.382.495	587.547	1.141.652	1.729.199	3.388.622	3.650.500	4.548.717	26.604.782	38.192.621
9.543.000	8.701.669	18.244.669	213.837.549	-	-	-	213.837.549	4.433.373	13.546.417	17.979.790	35.959.581	213.283.056	-	-	249.242.637
2.169.821	7.217.013	9.386.834	17.311.397	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
1.758.444	10.118.583	11.877.027	21.414.704	47.005.622	38.062.267	29.525.291	136.007.884	748.281	6.563.199	7.311.480	14.149.547	10.774.238	15.419.226	63.946.179	104.289.190
1.284.413	4.272.071	5.556.484	10.247.385	25.073.983	25.478.853	106.205.282	167.005.503	235.793	720.479	956.272	1.912.545	1.671.512	2.127.379	93.203.249	98.914.685
3.759.700	12.505.089	16.264.789	29.995.867	73.395.881	132.701.925	171.350.780	407.444.453	1.204.131	3.679.288	4.883.419	9.766.837	8.535.948	10.863.934	243.144.458	272.311.177
		204.274.905					2.086.103.305			145.789.236					1.841.410.723

12/2010								12/2009							
Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente				
Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
514.759	1.713.147	2.227.906	4.107.030	9.667.747	7.325.181	5.083.160	26.183.118	554.228	1.680.476	2.234.704	4.463.401	3.896.027	4.901.794	16.518.373	29.779.595
2.204.779	6.628.821	8.833.600	14.084.254	30.098.142	-	-	44.182.396	2.200.935	8.439.132	10.640.067	32.300.512	10.101.808	15.689.299	10.665.225	68.756.844
65.489	195.946	261.435	-	-	-	-	-	70.737	212.201	282.938	281.357	-	-	-	281.357
		11.322.941					70.365.514			13.157.709					98.817.796

d) Otros Préstamos

- Individualización de Otros Préstamos 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
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	16,08%
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96.601.250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%

Anexo N°5 Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			52.510.094	79.287.119
	Dólares	Pesos colombianos	1.280	279
	Dólares	Peso chileno	46.804.371	58.805.331
	Dólares	Nuevo sol peruano	966.052	8.025.665
	Dólares	Peso argentino	4.738.391	12.455.844
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			18.372.233	35.725.419
	Dólares	Dólares	18.372.233	35.725.419
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			714.803	773.861
	Dólares	Reales	714.803	773.861
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			71.597.130	115.786.399
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			574.880.500	562.980.574
	Dólares	Peso chileno	2.887.481	10.131.240
	Peso argentino	Peso chileno	839.893	944.871
	Reales	Nuevo sol peruano	60.441.860	58.646.962
	Reales	Peso chileno	510.711.266	493.257.501
Plusvalía			88.301.992	93.339.475
	Nuevo sol peruano	Peso chileno	72.931.068	75.920.260
	Peso argentino	Peso chileno	15.370.924	17.419.215
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			663.182.492	656.320.049
TOTAL ACTIVOS			734.779.622	772.106.448

	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 a 10 años M\$	Mas de 10 años M\$	Total no Corriente
PASIVOS										
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		43.257.291	105.039.180	148.296.471	316.074.690	319.157.911	181.167.395	345.969.960	1.162.369.956
	Dólares	Pesos chileno	16.174.193	46.935.449	63.109.642	262.907.288	216.379.053	127.580.318	339.797.970	946.664.629
	Dólares	Reales	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dólares	Soles	4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	53.587.077	6.171.990	160.154.001
	Dólares	Peso Argentino	22.550.180	27.314.148	49.864.328	5.694.740	49.856.586	-	-	55.551.326
TOTAL PASIVOS			43.257.291	105.039.180	148.296.471	316.074.690	319.157.911	181.167.395	345.969.960	1.162.369.956

12/2010								12/2009							
Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente				
Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
17.408.628	8.223.739	25.632.367	516.235	37.523.997	-	-	38.040.232	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.659	-	-	32.819.941
56.194	945.146	1.001.340	1.164.650	12.332.589	-	-	13.497.239	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.658	-	-	32.819.940
1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	-	1.011.826	77.062	235.468	312.530	3.223.239	-	-	-	3.223.239
-	-	-	-	12.395.250	-	-	12.395.250	-	-	-	11.688.452	-	-	-	11.688.452
		29.693.682					64.944.547			19.558.714					80.551.572

31/12/09

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\$	Mas de 10 años M\$	Total no Corriente
43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	340.737.569	298.969.772	1.689.280.068
18.113.650	182.060.113	200.173.763	254.073.486	573.118.679	265.049.233	288.304.547	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	49.963.275	10.665.225	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	340.737.569	298.969.772	1.689.280.068



Análisis razonado
estados financieros
consolidados



Resumen

- A pesar que las ventas físicas consolidadas disminuyeron un 5,4%, alcanzando los 56.641 GWh, principalmente por Colombia, Argentina y Chile, como consecuencia del lamentable terremoto que azotó al país a principio de año, el sexto de mayor intensidad que se tenga registro a nivel mundial, los ingresos de explotación crecieron 0,7% con respecto a diciembre de 2009, alcanzando Ch\$ 2.435.382 millones, producto de una combinación de menores ventas más que compensado por mayores precios.
- Los costos de aprovisionamientos y servicios mostraron un aumento del 22,0% alcanzando Ch\$ 1.191.328 millones, producto de mayor costo de compras de energía, mayores costos de transporte y mayor uso de combustible para la generación térmica con respecto al ejercicio anterior, principalmente en Chile.
- El resultado neto atribuible a los accionistas de Endesa Chile alcanzó Ch\$ 533.556 millones, disminuyendo 14,9% con respecto al ejercicio anterior.
- El EBITDA alcanzó Ch\$ 1.070.438 millones, un 14,8% menor respecto de los Ch\$ 1.257.072 millones al cierre del año 2009.
- El resultado financiero mejoró en 29,9% o Ch\$ 51.077 millones respecto a diciembre de 2009, debido principalmente a menores gastos financieros y diferencias de cambio.
- El resultado de inversiones en empresas relacionadas alcanzó Ch\$ 91.674 millones; esto es una disminución de 6,9% respecto al ejercicio anterior, principalmente explicado por una disminución en el resultado neto de GNL Quinteros y Endesa Brasil.
- La generación hidroeléctrica consolidada disminuyó un 13,3% ó 4.652 GWh, principalmente por Chile en los dos últimos trimestres y los dos primeros de Colombia.

Comportamiento de las operaciones por país

- En Chile, el EBITDA disminuyó Ch\$ 185.774 millones principalmente por:
 - Mayores costos de compra de energía de aproximadamente Ch\$ 87.062 millones.
 - Menores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 62.882 millones.
 - Lo anterior fue parcialmente compensado por menores amortizaciones y pérdidas por deterioro por Ch\$ 55.304 millones.
- En Colombia, el EBITDA aumentó Ch\$ 10.791 millones principalmente por:
 - Menores costos de compra de energía por Ch\$ 19.191 millones.
 - Mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 6.019 millones.
 - Lo anterior fue parcialmente compensado por un mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 7.208 millones.
- En Perú, el EBITDA disminuyó Ch\$ 5.919 millones por:
 - Mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 4.982 millones.
 - Mayor costo por compras de energía por Ch\$ 4.833 millones.
 - Lo anterior fue parcialmente compensado por la disminución de otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 4.510 millones.

- En Argentina, el EBITDA disminuyó Ch\$ 5.732 millones por:
 - Mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 62.694 millones.
 - Parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas de energía por Ch\$ 52.318 millones y por un aumento en otros ingresos de explotación por Ch\$ 3.462 millones.

Resumen financiero

- La tasa de interés promedio, importante factor de costos, aumentó desde 6,5% a un 7,7%, en línea con el aumento general de tipos de interés, tanto en los mercados internacionales como a nivel local. Además, ha habido un efecto importante en las tasas por inflación, ya que Endesa Chile cuenta con Bonos locales denominados en U.F.
- La deuda consolidada fue US\$ 3.775 millones al 31 de diciembre de 2010, disminuyendo 9,5% desde diciembre 2009.
- La cobertura de gastos financieros aumentó de 6,7 veces a 7,5 veces.
- La liquidez, un factor clave para nuestra administración financiera, sigue estando en una posición sólida, como mostramos a continuación:
 - Líneas de crédito no comprometidas: US\$ 220 millones disponibles para Endesa Chile en el mercado de capitales chileno.
 - Líneas de crédito comprometidas: US\$ 509 millones disponibles en el mercado local e internacional, de los cuales US\$ 200 millones vencen en el corto plazo.
 - Caja y caja equivalente a nivel consolidado: US\$ 710 millones.
- Cobertura y protección:
Endesa Chile ha seguido aplicando un estricto control sobre su liquidez tanto en la matriz como en sus filiales, utilizando instrumentos de cobertura para proteger los flujos de caja de los riesgos de las variaciones de los tipos de cambio y las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2010, el detalle de los instrumentos derivados es el siguiente:
 - Swaps de Tasa de Interés por US\$ 287 millones, para fijar la tasa de interés.
 - Cross Currency Swaps por US\$ 414 millones y Forwards por US\$ 15 millones, con el objetivo de disminuir el riesgo de tipo de cambio.

Los instrumentos antes mencionados son permanentemente evaluados y ajustados según variables macroeconómicas relevantes, con el objeto de alcanzar los niveles más eficientes de protección.

Resumen de Mercado

- Durante el año 2010, el principal indicador de la Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA), mostró un importante incremento de 37,6% superando el comportamiento de otros mercados internacionales, los que también presentaron una tendencia positiva durante este año, como se muestra a continuación: Bovespa: 1,0%, S&P 500: 12,8%, UKX: 9,0%, Dow Jones Industrials: 11,0% and FTSE 250: 24,2% (todos los porcentajes fueron calculados en moneda local).
- El precio de la acción de Endesa Chile subió 1,6% durante el ejercicio 2010. Consistente con la apreciación del peso chileno en un 7,7% durante el año 2010 y el comportamiento del precio local, el precio del ADR de Endesa Chile aumentó 11,8%.

- Adicionalmente, durante este ejercicio, Endesa Chile continuó siendo uno de los títulos más transados en la Bolsa de Comercio de Santiago, con un promedio diario de transacciones de US\$ 11,2 millones durante el año 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
ENERSIS	9.090
COPEC	8.923
CAP	8.565
RIPLEY	6.061

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago

Resumen de Clasificación de Riesgo

- El perfil crediticio nacional e internacional de Endesa Chile ha continuado fortaleciéndose en 2010, con mejoras en la posición de liquidez y reducciones en el nivel de apalancamiento. La perspectiva positiva del perfil financiero y operacional se ha visto reflejada en una mejora en la clasificación internacional por Fitch Ratings y Standard & Poors (S&P) y en la clasificación local por Feller Rate durante el primer trimestre de 2010.
- Los actuales ratings de Endesa Chile están sustentados por el diversificado portafolio de activos, fortaleza de los indicadores financieros, perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en América Latina permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Endesa Chile tienen una sólida situación financiera y posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.
- Adicionalmente, el 22 de diciembre, Moodys confirmó el estado de revisión positiva de la actual clasificación de Endesa Chile (Baa3), la cual fue anunciada el 29 de septiembre.
- Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional:

Endesa Chile	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Estable	Baa3 / (+) Revisión	BBB+ / Estable

Clasificación de riesgo local:

Endesa Chile	Feller Rate	Fitch
Acciones	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA / Estable	AA / Estable

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. - Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2010 fue de Ch\$ 533.556 millones, comparado con los Ch\$ 627.053 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior, representando una disminución de 14,9%.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de \$)	dic-10	dic-09	Variación dic 10-dic 09	% Variación dic 10-dic 09
INGRESOS	2.435.382	2.418.919	16.463	0,7%
Ventas	2.397.945	2.406.368	(8.423)	(0,4%)
Otros ingresos de explotación	37.438	12.552	24.886	198,3%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.191.328)	(976.146)	(215.182)	(22,0%)
Consumo de energía	(236.937)	(164.313)	(72.624)	(44,2%)
Consumo de combustibles	(634.777)	(587.064)	(47.713)	(8,1%)
Gastos de transporte y otros servicios	(228.036)	(173.035)	(55.001)	(31,8%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(91.577)	(51.734)	(39.843)	(77,0%)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.244.055	1.442.773	(198.718)	(13,8%)
Trabajos para el inmovilizado	10.127	732	9.395	1283,5%
Gastos de personal	(80.066)	(75.564)	(4.502)	(6,0%)
Otros gastos fijos de explotación	(103.677)	(110.869)	7.192	6,5%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	1.070.438	1.257.072	(186.634)	(14,8%)
Depreciación y amortización	(179.008)	(196.142)	17.134	8,7%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(706)	(44.000)	43.294	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	890.724	1.016.931	(126.207)	(12,4%)
RESULTADO FINANCIERO	(119.717)	(170.794)	51.077	29,9%
Ingresos financieros	10.083	25.316	(15.233)	(60,2%)
Gastos financieros	(142.256)	(188.368)	46.112	24,5%
Resultados por unidades de reajuste	(3.163)	9.275	(12.438)	134,1%
Diferencias de cambio	15.619	(17.017)	32.636	191,8%
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	93.568	98.433	(4.865)	(4,9%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	91.674	98.458	(6.784)	6,9%
Resultados de otras inversiones	273	(90)	363	(403,3%)
Resultados en ventas de activo	1.621	65	1.556	(2393,8%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	864.575	944.569	(79.994)	(8,5%)
Impuesto sobre sociedades	(179.964)	(172.468)	(7.496)	(4,3%)
RESULTADO DEL PERÍODO	684.611	772.100	(87.489)	(11,3%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	533.556	627.053	(93.497)	(14,9%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	151.055	145.047	6.008	4,1%
Utilidad por Acción \$	65,1	76,5	(11,4)	(14,9%)

Resultado de explotación

Al 31 de diciembre de 2010, el resultado de explotación fue de Ch\$ 890.724 millones, un 12,4% menos respecto a los Ch\$ 1.016.931 millones que se registraron a diciembre de 2009. Este menor resultado tiene como principal causa el mayor costo de compra de energía en Chile y mayores costos de combustible para la generación térmica en Chile y Argentina.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, alcanzó Ch\$ 1.070.438 millones al cierre de diciembre de 2010, lo que corresponde a una disminución de 14,8% respecto al ejercicio 2009. Esto no incluye la contribución de la inversión en Endesa Brasil, la cual no está consolidada en Endesa Chile, y cuya contribución de sus ganancias está considerada bajo participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación.

El comportamiento de la ventas y compras físicas corresponde al siguiente detalle:

2010 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuénche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
Total generación de energía	15.503,5	2.970,3	18.473,8	2.439,8	20.913,7
Generación hidroeléctrica	9.654,8	2.970,3	12.625,1	-	12.625,1
Generación térmica	5.705,8	-	5.705,8	2.439,8	8.145,6
Generación eólica	142,9	-	142,9	-	142,9
Compras de energía	6.908,8	9,6	888,6	455,3	1.343,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	6.029,9	-	6.029,9	-	6.029,9
Compras a otros generadores	92,0	9,6	101,6	-	101,6
Compras en el spot	786,9	-	786,9	455,3	1.242,2
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	362,5	11,0	373,5	35,9	409,4
Total ventas de energía	22.049,9	2.968,9	18.988,0	2.859,2	21.847,1
Ventas a precios regulados	13.094,3	-	13.094,3	745,7	13.840,0
Ventas a precios no regulados	4.215,1	254,6	4.469,8	1.986,1	6.455,9
Ventas al spot	590,5	833,4	1.423,9	127,3	1.551,2
Ventas a empresas generadoras relacionadas	4.149,9	1.880,9	6.030,8	-	6.030,8
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	41.142,8	41.142,8	41.142,8	13.792,4	54.935,3
Participación sobre las ventas (%)	43,5%	2,6%	46,2%	20,7%	39,8%

2009 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuénche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
Total generación de energía	16.088,0	3.613,0	19.701,0	2.538,3	22.239,4
Generación hidroeléctrica	11.250,7	3.613,0	14.863,8	-	14.863,8
Generación térmica	4.781,0	-	4.781,0	2.538,3	7.319,3
Generación eólica	56,3	-	56,3	-	56,3
Compras de energía	5.625,8	-	156,2	376,3	532,5
Compras a empresas generadoras relacionadas	5.469,7	-	5.469,7	-	5.469,7
Compras a otros generadores	156,2	-	156,2	-	156,2
Compras en el spot	-	-	-	376,3	376,3
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	398,8	16,6	415,4	29,3	444,7
Total ventas de energía	21.315,0	3.596,4	19.441,3	2.885,4	22.326,6
Ventas a precios regulados	10.929,7	331,4	11.261,1	705,3	11.966,5
Ventas a precios no regulados	3.968,3	190,4	4.158,7	2.018,7	6.177,4
Ventas al spot	2.446,9	1.574,5	4.021,4	161,4	4.182,8
Ventas a empresas generadoras relacionadas	3.970,1	1.500,1	5.470,2	-	5.470,2
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	39.400,8	39.400,8	39.400,8	13.656,5	53.057,3
Participación sobre las ventas (%)	44,0%	5,3%	49,3%	21,1%	42,1%

2010 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	TOTAL Cons.
Total generación de energía	7.964,9	2.975,4	10.940,3	20.913,7	11.282,9	8.466,3	30.689,5	51.603,1
Generación hidroeléctrica	-	2.975,4	2.975,4	12.625,1	10.252,7	4.405,1	17.633,2	30.258,3
Generación térmica	7.964,9	-	7.964,9	8.145,6	1.030,2	4.061,2	13.056,2	21.201,8
Generación eólica	-	-	-	142,9	-	-	-	142,9
Compras de energía	131,3	385,2	516,5	1.343,8	3.678,2	305,2	4.499,8	5.843,7
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.029,9	-	-	-	6.029,9
Compras a otros generadores	-	-	-	101,6	379,4	-	379,4	481,0
Compras en el spot	131,3	385,2	516,5	1.242,2	3.298,8	305,2	4.120,4	5.362,6
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	78,5	-	78,5	409,4	143,7	173,3	395,6	805,0
Total ventas de energía	8.017,7	3.360,6	11.378,3	21.847,1	14.817,3	8.598,2	34.793,8	56.640,9
Ventas a precios regulados	-	-	-	13.840,0	8.335,0	5.494,8	13.829,8	27.669,9
Ventas a precios no regulados	731,3	1.411,1	2.142,4	6.455,9	2.611,3	2.054,8	6.808,5	13.264,4
Ventas al spot	7.286,4	1.949,5	9.235,8	1.551,2	3.871,0	1.048,6	14.155,4	15.706,6
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.030,8	-	-	-	6.030,8
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	110.767,2	110.767,2	110.767,2	54.935,3	82.563,4	29.553,3		
Participación sobre las ventas (%)	7,2%	3,0%	10,3%	39,8%	17,9%	29,1%		

2009 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	TOTAL Cons
Total generación de energía	8.172,0	3.782,6	11.954,6	22.239,4	12.673,6	8.162,8	32.791,0	55.030,4
Generación hidroeléctrica	-	3.782,6	3.782,6	14.863,8	11.700,1	4.564,3	20.046,9	34.910,7
Generación térmica	8.172,0	-	8.172,0	7.319,3	973,6	3.598,5	12.744,1	20.063,4
Generación eólica	-	-	-	56,3	-	-	-	56,3
Compras de energía	189,3	339,1	528,4	532,5	4.284,3	336,6	5.149,3	5.681,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	5.469,7	-	-	-	5.469,7
Compras a otros generadores	-	-	-	156,2	1.233,3	-	1.233,3	1.389,5
Compras en el spot	189,3	339,1	528,4	376,3	3.051,0	336,6	3.916,0	4.292,3
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	77,6	-	77,6	444,7	151,7	178,7	407,9	852,7
Total ventas de energía	8.283,7	4.121,6	12.405,3	22.326,6	16.806,2	8.320,8	37.532,4	59.859,0
Ventas a precios regulados	-	-	-	11.966,5	9.485,1	4.065,1	13.550,2	25.516,6
Ventas a precios no regulados	772,0	1.355,7	2.127,7	6.177,4	2.474,6	3.500,2	8.102,6	14.279,9
Ventas al spot	7.511,7	2.765,9	10.277,6	4.182,8	4.846,5	755,5	15.879,6	20.062,4
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	5.470,2	-	-	-	5.470,2
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	104.592,0	104.592,0	104.592,0	53.057,3	81.921,0	27.082,3		
Participación sobre las ventas (%)	7,9%	3,9%	11,9%	42,1%	20,5%	30,7%		

En resumen, los ingresos, costos y resultados de explotación por país de las filiales de Endesa Chile, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se muestran a continuación:

PAIS	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Totales	
	dic-10	dic-09	dic-10	dic-09	dic-10	dic-09	dic-10	dic-09	dic-10	dic-09
Ingresos de explotación	1.365.105	1.408.649	352.358	296.578	507.516	500.964	211.261	213.625	2.435.382	2.418.919
% s/consolidado	56%	58%	14%	12%	21%	21%	9%	9%	100%	100%
Costos de explotación	(848.455)	(761.529)	(309.956)	(253.627)	(245.979)	(250.153)	(141.126)	(137.576)	(1.544.658)	(1.401.989)
% s/consolidado	55%	54%	20%	18%	16%	18%	9%	10%	100%	100%
Resultado operacional	516.650	647.120	42.402	42.951	261.537	250.811	70.135	76.049	890.724	1.016.931

Los ingresos, costos y resultados de explotación por filiales de Endesa Chile, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	2010			2009		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Costanera	295.231	(284.391)	10.840	231.422	(227.041)	4.381
Chocón	57.173	(25.522)	31.651	65.298	(26.598)	38.700
Vehículos de inversión en Argentina	(46)	(43)	(89)	(142)	12	(130)
Edegel	211.264	(140.944)	70.320	213.625	(137.413)	76.212
Vehículos de inversión en Perú	(3)	(182)	(185)	-	(163)	(163)
Emgesa	507.516	(245.979)	261.537	500.964	(250.153)	250.811
Ajustes de Consolidación filiales extranjeras	(858)	858	-	(896)	896	-
Endesa Chile y filiales chilenas	1.365.105	(848.455)	516.650	1.408.649	(761.529)	647.120
Total Consolidado	2.435.382	(1.544.658)	890.724	2.418.919	(1.401.989)	1.016.931

Análisis por País

Chile

El resultado de explotación en Chile, al 31 de diciembre de 2010, alcanzó Ch\$ 516.650 millones, una disminución de 20,2% respecto al ejercicio anterior. En cuanto a las ventas físicas, éstas fueron 2,1% menores que en 2009, debido a la menor demanda de electricidad que experimentó el país producto del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010, mientras que los precios medios expresados en pesos disminuyeron 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 mayores ventas a clientes regulados y libres, que mostraron una importante recuperación en la demanda hacia fines de 2010 en comparación con lo registrado en 2009.

El menor resultado operacional fue además, afectado por un incremento de 30,3% en los costos de aprovisionamientos y servicios, explicado principalmente por mayores compras de energía y aumento del costo de transporte.

Lo anterior llevó a que el EBITDA del negocio en Chile, o resultado bruto de explotación, alcanzara Ch\$ 604.116 millones acumulados a diciembre de 2010 comparado con los Ch\$ 789.890 millones acumulados durante el ejercicio 2009.

Argentina

En Argentina, el resultado de explotación al cierre de diciembre de 2010 alcanzó a Ch\$ 42.402 millones, prácticamente en línea con lo registrado el año anterior debido a menores depreciaciones y pérdidas por deterioro por Ch\$ 5.184 millones que compensan en gran medida el menor margen de contribución.

El EBITDA de las operaciones en Argentina alcanzó los Ch\$ 59.861 millones, un 8,7% inferior al ejercicio anterior, explicado por el incremento en los costos de aprovisionamientos y servicios que aumentaron un 28,4% debido principalmente al mayor costo por consumo de combustible. Lo anterior parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas, debido al aumento del precio medio de venta en un 28,5% lo cual más que compensó una disminución del 8,3% en el menor nivel de ventas físicas.

El Chocón mostró un nivel de generación 21,3% inferior al del año pasado debido a una menor disponibilidad hidráulica producto del control de operación de embalses a niveles limitados por cuenca. De esta forma, el resultado operacional se redujo en 18,2% y el EBITDA decrece en igual proporción explicado por Ch\$ 8.125 millones de menores ingresos por ventas físicas.

A su vez, el resultado de explotación de Costanera alcanzó Ch\$ 10.840 millones a diciembre de 2010, aumentando en un 147,5% comparado con el cierre de 2009. Este resultado se explica principalmente por otros ingresos de explotación.

Cabe señalar que los ingresos de explotación aumentaron en 27,6%, mientras que las ventas físicas disminuyeron en 3,2% explicado por un aumento de 31,0% en el precio promedio de venta de energía de la empresa. El aumento de los costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 59.534 millones –dado principalmente por un aumento en el costo de combustible de 34,8%- fue mas que compensado por Ch\$ 63.810 millones de mayores ingresos.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 13,6% a diciembre 2010 respecto de diciembre 2009.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia alcanzó Ch\$ 261.537 millones al cierre de diciembre de 2010, que es un 4,3% mayor al alcanzado en el ejercicio 2009. El principal efecto proviene de una disminución en los costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 7.404 millones, principalmente originado por menores costos por compras de energía, más que compensando el mayor costo por compra de combustible como resultado de la menor hidrología durante el primer semestre de 2010. Adicionalmente, se registraron mayores ingresos por ventas por Ch\$ 6.551 millones provenientes principalmente de mayores precios promedio de venta de energía, lo cual más que compensó la reducción de un 11,8% en las ventas físicas.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó un 3,8% al cierre de 2010, alcanzando Ch\$ 298.118 millones, lo que se explica principalmente por menores costos de aprovisionamientos y servicios, y mayores ingresos por venta.

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 2,2% a diciembre 2010 respecto de diciembre 2009.

Perú

En Perú se registró un resultado de explotación de Ch\$ 70.134 millones, lo que representa una disminución de 7,8% respecto de 2009. Lo anterior es principalmente explicado por un aumento de Ch\$ 9.815 millones en consumo de combustible y costos de compra de energía, que refleja principalmente la ausencia del reverso no-recurrente de provisiones por las compras de energía para abastecer distribuidoras sin contrato, que se registró al cierre de 2009, y en menor medida explicado por mayores precios promedio de compras de energía, lo cual más que compensa el 9,3% de reducción de las compras físicas.

Los ingresos a su vez, registran a diciembre de 2010 una disminución de Ch\$ 2.364 millones o 1,1%, explicado por una caída de 3,3% del precio promedio de venta de energía asociado a la disminución de ventas a clientes no regulados, parcialmente compensado con mayores ventas a regulados y al mercado spot.

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 2,5% a diciembre de 2010 respecto a diciembre de 2009.

Resultado Financiero

El resultado financiero al 31 de diciembre de 2010 alcanzó a Ch\$ 119.717 millones negativo, un 29,9% menor que al cierre de diciembre de 2009 que alcanzó a Ch\$ 170.794 millones negativo. Las principales variaciones de este resultado se generan por menores Gastos Financieros por Ch\$ 46.112 millones, principalmente por menor costo financiero en Perú y Colombia, y a nivel agregado, por un menor nivel de endeudamiento. También una utilidad por diferencia de cambio de Ch\$ 15.619 millones reportado en diciembre de 2010 comparada con una pérdida neta de Ch\$ 17.017 millones registrada en diciembre de 2009, principalmente en Chile por la menor apreciación del peso respecto del dólar que afectó a los activos mantenidos en dólares y en Argentina producto de la dolarización de las acreencias del FONINVEMEN.

Lo anterior fue parcialmente compensado por Ch\$ 12.438 millones de pérdida en resultado por unidades de reajuste de la deuda denominada en Unidades de Fomento en Chile producto de una mayor inflación y un menor Ingreso Financiero por Ch\$ 15.233 millones.

Otros Resultados e Impuestos

Los resultados originados por la participación en relacionadas alcanzaron Ch\$ 91.674 millones a diciembre de 2010, disminuyendo un 6,9% con respecto a diciembre de 2009. Este resultado se compone en su mayoría por la participación proporcional de los resultados provenientes desde Brasil de la coligada Endesa Brasil S.A. cuya contribución ascendió a Ch\$ 90.667 millones.

Los impuestos a las ganancias aumentaron en un 4,3%, equivalente a Ch\$ 7.496 millones comparado con diciembre de 2009.

2. - Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-10	dic-09	Variación dic 10-dic 09	% Variación dic 10-dic 09
Activos Corrientes	793.027	942.361	(149.334)	(15,9%)
Activos No Corrientes	5.241.845	5.226.992	14.853	0,3%
Total Activos	6.034.872	6.169.353	(134.481)	(2,2%)

Los Activos Totales de la Compañía presentan a diciembre de 2010 una disminución de Ch\$ 134.481 millones respecto de diciembre 2009, esto se debe principalmente a:

- Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 149.334 millones equivalente a un 15,9% principalmente por:
 - Disminuciones en efectivo y equivalente al efectivo por Ch\$ 113.168 millones, principalmente por menores colocaciones en depósitos a plazo y pactos, y disminución en los deudores comerciales por Ch\$ 80.906 millones, compensado con un aumento en activos por impuestos por Ch\$ 36.816 millones.
- Lo anterior se ve compensado por un aumento en los Activos No Corrientes de Ch\$ 14.853 millones equivalente a un 0,3%, que se explica por:
 - Aumento en otros activos financieros por Ch\$ 24.154, básicamente por instrumentos de coberturas y aumento de derechos por cobrar en Argentina (FONINVEMEN) por Ch\$ 59.745 millones, lo anterior compensado con una disminución en propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 73.083 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-10	dic-09	Variación dic 10-dic 09	% Variación dic 10-dic 09
Pasivos Corrientes	960.990	981.102	(20.112)	(2,0%)
Pasivos No Corrientes	1.969.055	2.233.249	(264.194)	(11,8%)
Patrimonio Neto	3.104.827	2.955.002	149.825	5,1%
Dominante	2.376.487	2.069.086	307.401	14,9%
Minoritario	728.340	885.916	(157.576)	(17,8%)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.034.872	6.169.353	(134.481)	(2,2%)

Los Pasivos Totales de la Compañía presentan una disminución de Ch\$ 134.481 millones respecto a diciembre de 2009. Esto se debe principalmente a:

- Los Pasivos Corrientes disminuyeron en Ch\$ 20.112 millones, equivalentes a un 2,0%, que se explica principalmente por:
 - Disminución en otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 95.840 millones, principalmente por el pago de préstamos bancarios e intereses de bonos por Ch\$ 158.210 millones, parcialmente compensado por el devengo de intereses y obtención de nuevos créditos en filiales y el traspaso de deuda del largo plazo al corto plazo en Emgesa (bonos) y Endesa Costanera (Mitsubishi) por Ch\$ 61.243 millones.
 - Disminución en pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 71.203 millones, producto del pago efectuado en abril de 2010.
 - Aumento en cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 132.485 millones, principalmente por cuenta corriente mercantil y dividendo mínimo.

- Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en Ch\$ 264.194 millones, equivalentes a un 11,8%, explicado principalmente por las variaciones en:
 - Disminución en otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 269.048 millones, principalmente en Endesa Chile por el pago de préstamos en dólares por Ch\$ 111.217 millones y disminución en el tipo de cambio de las mismas por Ch\$ 38.290 millones. Lo anterior se vio compensado en Endesa Chile por efectos en derivados y Bonos en U.F. por Ch\$ 3.703 millones y Ch\$ 4.738 millones, respectivamente. Las filiales extranjeras también presentaron pagos de créditos bancarios y obligaciones por aproximadamente Ch\$ 107.304 millones y traspaso al corto plazo de bonos en Emgesa por Ch\$ 35.273 millones, compensado por la obtención de nuevas obligaciones por aproximadamente Ch\$ 28.910 millones.
 - El patrimonio neto aumentó en Ch\$ 149.825 millones respecto de diciembre de 2009. El dominante aumentó en Ch\$ 307.401 millones que se explica mayormente por el resultado del ejercicio de Ch\$ 533.556 millones. Lo anterior fue compensado por el registro del dividendo mínimo de Ch\$ 160.067 millones y la disminución en la reserva de conversión por Ch\$ 53.180 millones. La participación de los minoritarios disminuyó en Ch\$ 157.576 millones, producto de los efectos netos de conversión y resultado del minoritario. La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

Indicador	Unidad	dic-10	dic-09	Variación dic 10-dic 09	% Variación dic 10-dic 09	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,83	0,96	(0,13)	(13,5%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,78	0,91	(0,13)	(14,3%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(167.963)	(38.741)	(129.222)	333,6%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,94	1,09	(0,15)	(13,8%)
	Deuda Corto Plazo	%	32,80%	30,52%	2,28%	7,5%
	Deuda Largo Plazo	%	67,20%	69,48%	(2,28%)	(3,3%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	8,25	6,41	1,84	28,7%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	36,57%	42,04%	(5,47%)	(13,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	24,00%	34,19%	(10,19%)	(29,8%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	11,22%	12,02%	(0,80%)	(6,7%)

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

El índice de liquidez a diciembre de 2010 alcanza a 0,83 veces, presentando una disminución equivalente a 13,5% respecto a diciembre de 2009. No obstante lo anterior, este ratio refleja una compañía con una sólida posición de liquidez, cumpliendo 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 test ácido alcanzó 0,78 veces, lo que corresponde a una disminución de 14,3% respecto a diciembre de 2009, básicamente explicado por la reducción en el efectivo y equivalentes al efectivo, y al aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,94 veces a diciembre de 2010, mostrando una disminución de 13,8% respecto a diciembre de 2009.

3. - Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio un flujo neto negativo de Ch\$ 108.689 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de \$)	dic-10	dic-09	Variación dic 10-dic 09	% Variación dic 10-dic 09
de la Operación	855.694	995.570	(139.876)	(14,0%)
de Inversión	(416.493)	(441.455)	24.962	(5,7%)
de Financiamiento	(547.890)	(800.354)	252.464	(31,5%)
Flujo neto del ejercicio	(108.689)	(246.239)	137.550	(55,9%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 855.694 millones, lo que representa una disminución de un 14,0% respecto a diciembre de 2009. Este flujo está compuesto principalmente por la utilidad del período de Ch\$ 684.611 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 416.493 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 254.609 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 547.890 millones. Este flujo está originado principalmente por pago de préstamos por Ch\$ 436.075 millones, intereses pagados por Ch\$ 118.988 millones y dividendos pagados por Ch\$ 303.502 millones, compensado con el cobro de préstamos a empresas relacionadas por Ch\$ 162.244 millones.

Información plantas y equipos por compañía (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-10	dic-09	dic-10	dic-09
Endesa Matriz	172.711	203.892	47.480	59.414
Endesa Eco	20.493	52.390	6.635	1.672
Pehuenche	260	410	8.520	12.180
San Isidro	6.086	2.737	8.746	8.926
Pangue	243	619	3.836	4.381
Celta	2.146	4.115	2.680	2.610
Enigesas	102	295	210	99
Ingendesa	93	227	168	209
Túnel El Melón	-	-	35	-
EASA (Grupo)	17.624	21.375	17.459	22.643
Emgesa	31.259	19.881	35.476	35.943
Generandes Perú (Grupo)	7.452	7.110	38.004	38.003
Transquillota	-	2.129	318	322
Hidroaysén	3.673	12.733	49	55
Gas Atacama	3.330	2.938	5.772	6.317
Total Consolidado	254.609	315.590	175.386	192.773

II.- Inversiones

Endesa Chile actualmente tiene en construcción dos proyectos en la región y se encuentra estudiando una serie de otros proyectos en Latinoamérica, los que se encuentran en diferentes niveles de avance.

Como consecuencia del sismo del 27 de febrero de 2010, que afectó severamente a la región del Bío Bío, la central Bocamina II actualmente en construcción en dicha región, en la ciudad de Coronel, verá postergada su fecha de puesta en servicio,

prevista originalmente para diciembre de 2010. La severidad del sismo implicó problemas en algunos frentes de la obra y la necesidad de realizar una inspección acuciosa para evaluar los impactos de este evento, principalmente en la caldera, el puente grúa del edificio de turbina y en las obras del sifón. El 22 de octubre se completaron exitosamente las pruebas hidrostáticas de la caldera. Actualmente, la mejor estimación de Endesa Chile corresponde a una puesta en servicio que permitiría entrar en operación comercial durante el 2° semestre de 2011.

Dentro de los proyectos que Endesa Chile está estudiando, se encuentra el proyecto HidroAysén, actualmente en tramitación ambiental, que se desarrolla a través de la empresa Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. El proyecto consiste en la construcción de un complejo hidroeléctrico de 2.750 MW de capacidad, cuya generación media alcanzaría a 18.430 GWh-año. Endesa Chile tiene el 51% del capital social de la mencionada empresa y Colbún S.A. posee el 49% restante. Respecto del avance del proceso de Calificación Ambiental, el 25 de noviembre se recibió y publicó en el sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Tercer Informe Consolidado de Solicitudes de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones (ICSARA 3) proveniente de la revisión de la Adenda N°2. El 26 de noviembre de 2010 el SEA autorizó la ampliación del plazo hasta el 15 de abril de 2011, para la entrega de la Adenda N°3 al Estudio de Impacto Ambiental.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación entre diciembre de 2014 y noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa, con una capacidad de 400 MW y 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 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 la Junta Directiva extraordinaria de Emgesa aprobó el proyecto, la contratación de las obras principales, la financiación y el contrato de estabilidad tributaria.

III. SOSTENIBILIDAD Y MEDIO AMBIENTE

El Informe de Sostenibilidad 2009 de Endesa Chile fue publicado en abril en la página web de Endesa Chile y distribuido en medio magnético en la Junta de Accionistas y a sus principales grupos de interés. El informe obtuvo la máxima calificación del GRI (A+).

Asimismo, se elaboró la memoria de Fundación Pehuén, Fundación San Ignacio del Huinay y Endesa Eco, las cuales fueron distribuidas a sus principales públicos de interés.

Durante el primer semestre de 2010, se llevaron a cabo talleres piloto de mapeo de grupos de interés, por tipos de centrales: hidráulicas, térmicas y eólicas, en el marco de la estrategia de Stakeholder Engagement de la compañía. Con los resultados levantados en estos talleres se desarrollará una estrategia de relacionamiento centrada en los stakeholders clave a nivel de central.

Se realizó la Gira de Desarrollo Sostenible Empresarial de Endesa Chile, lo que implicó la visita a todas las centrales de generación en Chile de un equipo de personas compuestos por representantes de la Gerencia de Medio Ambiente y DSE, de Comunicación y de RRHH; con el fin de presentar a los trabajadores en terreno las estrategias de la compañía en estas áreas y poder recoger sus inquietudes y solicitudes al respecto. La Gira finalizó con una charla en el edificio corporativo dirigida a los trabajadores en Santiago, luego de lo cual se sistematizaron las inquietudes recogidas en todas las charlas y se elaboró un documento de análisis.

Se trabajó en la planificación estratégica 2011 – 2013 de la Fundación Pehuén;

actividad que busca establecer un plan de acción para la Fundación frente a los nuevos retos existentes incorporando el desafío del enraizamiento local, como lo establece el Plan Chile de Sostenibilidad 2009-2012.

Se elaboró la Guía de formación en Desarrollo Sostenible Empresarial, la cual se encuentra en su segunda versión y está destinada a todos los trabajadores de Endesa Chile y a los grupos de interés que les sea de utilidad como material de capacitación y aprendizaje en materias de DSE.

Se reportó los avances realizados en la aplicación de los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas a través de la Comunicación de Progreso (COP) de Endesa Chile donde, por cuarto año consecutivo, la empresa obtuvo la máxima calificación por responder de manera sobresaliente con su compromiso.

Durante el cuarto trimestre, Endesa Chile recibió una importante distinción en materia de sostenibilidad, a través de la postulación del Grupo Enersis (Enersis, Endesa Chile y Chilectra) al ranking de Las Mejores Empresas para las Madres y Padres que Trabajan, realizado anualmente por la Fundación Chile Unido y Revista Ya de El Mercurio, donde obtuvo el octavo lugar distinguiéndose entre las compañías que cuentan con las mejores políticas en el área de conciliación laboral y familiar.

En materia medioambiental, se realizó el X Encuentro Latinoamericano de Medio Ambiente (X ELMA) el 6 y 7 de julio en Buenos Aires, Argentina, con presencia de representantes de Endesa SA, Endesa Chile, Chilectra, y las filiales sudamericanas de generación.

Fue publicada en papel la Guía de Formación Ambiental 2010, la que está siendo distribuida entre los empleados de las empresas en Sudamérica. También se planifica publicarla en la Intranet de Endesa Chile.

Se elaboró el Informe 2009 de Medio Ambiente de Endesa Chile en Chile, el cual fue publicado en agosto en la página web de Endesa Chile.

Durante el cuarto trimestre del año certificaron los sistemas de gestión ambiental (SGA) en la Norma ISO 14.001 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 potencia instalada (5.611 MW) tenía su SGA certificado en dicha norma.

IV. Principales Riesgos Asociados a la Actividad de Endesa Chile

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

Entre los principios básicos definidos por el Grupo destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Endesa Chile.
- 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 Endesa Chile.

Riesgo de tasa de interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 70% 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 Endesa Chile según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	dic-10 %	dic-09 %
Tasa de interés fijo	70%	46%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	30%	53%
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, en los casos en que el margen de contribución de la compañía no está altamente indexado a esa moneda extranjera.
- 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 Endesa Chile 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 Endesa Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

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

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.

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 16 y 18 y anexo 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 333.269.859 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 144.776.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 446.438.229 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 152.130.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) 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.

Medición del riesgo

El Grupo Endesa Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de 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	Saldo al	
	31/12/10	31/12/09
	M\$	M\$
Tasa de interés	20.338.359	16.308.634
Tipo de cambio	245.827	734.415
Correlación	3.063.908	(813.296)
Total	23.648.094	16.229.753

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 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 Endesa Chile, y en este caso, eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de esta compañía.

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 Endesa Chile 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 líneas locales suscritas en 2009.

IV. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil 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.c de los Estados Financieros).

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

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en Nota N°3 de los Estados Financieros.



Estados financieros
resumidos empresas
filiales



Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales

(Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, en miles de pesos)

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA RESUMIDOS POR FILIAL	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Compañía Eléctrica San Isidro S.A.(*)		Empresa Eléctrica Pangue S.A.		Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.		Endesa Inversiones Generales S.A.		Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.(*)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Activos												
Activos Corrientes	54.209.408	66.918.651	44.849.478	27.811.582	26.348.540	64.692.377	28.342.554	18.895.799	1.589.366	1.656.913	12.087.688	10.755.422
Activos No Corrientes	242.417.018	250.679.247	83.893.939	88.979.518	135.422.607	139.047.187	77.234.443	79.166.484	3.384.173	3.559.633	1.101.211	1.206.290
Total Activos	296.626.426	317.597.898	128.743.417	116.791.100	161.771.147	203.739.564	105.576.997	98.062.283	4.973.539	5.216.546	13.188.899	11.961.712
Patrimonio Neto y Pasivos												
Pasivos Corrientes	60.865.292	93.120.578	56.447.540	8.506.051	48.954.765	77.357.564	7.312.647	4.768.430	679.042	835.342	8.507.914	6.729.033
Pasivos No Corrientes	41.020.747	41.741.967	12.420.427	17.208.737	13.940.056	14.588.592	7.839.404	6.362.133	113.084	131.357	1.658.915	1.825.356
Patrimonio Neto	194.740.387	182.735.353	59.875.450	91.076.312	98.876.326	111.793.408	90.424.946	86.931.720	4.181.413	4.249.847	3.022.070	3.407.323
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	194.740.387	182.735.353	59.875.450	91.076.312	98.876.326	111.793.408	90.424.946	86.931.720	4.181.413	4.249.847	3.017.734	3.402.223
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.336	5.100
Total Patrimonio Neto y Pasivos	296.626.426	317.597.898	128.743.417	116.791.100	161.771.147	203.739.564	105.576.997	98.062.283	4.973.539	5.216.546	13.188.899	11.961.712
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL												
Total de Ingresos	234.534.178	199.025.325	168.808.972	120.360.613	99.541.001	102.436.370	45.280.244	59.026.738	5.340.990	5.278.311	23.786.710	27.630.988
Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	(7.521.167)	(3.075.314)	(140.379.318)	(92.115.088)	(14.901.324)	(6.834.584)	(32.969.973)	(40.396.096)	-	-	(202.897)	-
Margen de Contribución	227.013.011	195.950.011	28.429.654	28.245.525	84.639.677	95.601.786	12.310.271	18.630.642	5.340.990	5.278.311	23.583.813	27.630.988
Otros Gastos de Explotación	(12.994.216)	(16.320.972)	(11.517.722)	(11.949.960)	(5.767.829)	(6.220.934)	(7.388.849)	(10.283.925)	(3.914.474)	(3.774.635)	(22.443.987)	(25.130.519)
Resultado de Explotación	214.018.795	179.629.039	16.911.932	16.295.565	78.871.848	89.380.852	4.921.422	8.346.717	1.426.516	1.503.676	1.139.826	2.500.469
Ganancia (Pérdida) de Otros Resultados distintos de la Operación	428.488	6.910.046	(328.159)	(807.649)	(2.159.229)	982.555	413.470	(273.429)	30.216	48.087	(212.885)	(172.433)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	214.447.283	186.539.085	16.583.773	15.487.916	76.712.619	90.363.407	5.334.892	8.073.288	1.456.732	1.551.763	926.941	2.328.036
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(37.178.862)	(31.666.399)	(3.084.134)	(2.713.630)	(12.979.260)	(15.528.743)	(1.842.690)	(1.415.805)	(241.735)	(268.332)	(211.466)	(463.969)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto	177.268.421	154.872.686	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.492.202	6.657.483	1.214.997	1.283.431	715.475	1.864.067
Ganancia (Pérdida)	177.268.421	154.872.686	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.492.202	6.657.483	1.214.997	1.283.431	715.475	1.864.067
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria												
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	177.268.421	154.872.686	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.492.202	6.657.483	1.214.997	1.283.431	716.057	1.864.274
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(582)	(207)
Ganancia (Pérdida)	177.268.421	154.872.686	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.492.202	6.657.483	1.214.997	1.283.431	715.475	1.864.067
Estado de Otros Resultados Integrales:												
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	5.556	4.922	-	-	-	-	1.234	(1.416)	-	-	12.318	(140.870)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales												
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a los Accionistas Mayoritarios	177.273.977	154.877.608	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.493.436	6.656.067	1.214.997	1.283.431	727.793	1.723.197
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	177.273.977	154.877.608	13.499.639	12.774.286	63.733.359	74.834.664	3.493.436	6.656.067	1.214.997	1.283.431	727.793	1.723.197
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO												
Capital emitido	218.818.329	218.818.329	39.005.904	39.005.904	91.131.129	91.131.129	103.099.643	103.099.643	3.055.838	3.055.838	2.600.176	2.600.176
Otras Reservas	(37.656.647)	(37.656.647)	(9.942.977)	(9.942.478)	(38.834.193)	(19.714.186)	(21.304.382)	(21.304.382)	(976.533)	(976.533)	(23.654)	(7.306)
Resultados retenidos	13.578.705	1.573.671	30.812.523	62.012.886	46.579.390	40.376.465	8.629.685	5.136.459	2.102.108	2.170.542	441.212	809.353
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	194.740.387	182.735.353	59.875.450	91.076.312	98.876.326	111.793.408	90.424.946	86.931.720	4.181.413	4.249.847	3.017.734	3.402.223
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.336	5.100
Patrimonio Neto, Total	194.740.387	182.735.353	59.875.450	91.076.312	98.876.326	111.793.408	90.424.946	86.931.720	4.181.413	4.249.847	3.022.070	3.407.323
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL												
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	190.580.289	163.825.540	10.119.616	30.199.147	58.190.394	59.171.672	9.200.439	12.782.409	741.696	1.671.370	(131.153)	1.207.072
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(259.687)	(410.379)	(6.085.614)	(30.916.872)	(243.193)	(618.614)	(2.145.774)	(4.114.979)	(102.122)	(295.192)	(78.720)	(200.876)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(190.661.357)	(163.762.387)	(2.884.739)	315.654	(57.949.507)	(58.551.374)	(7.051.732)	(8.681.766)	(656.262)	(1.359.494)	585.934	(1.344.974)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(340.755)	(347.226)	1.149.263	(402.071)	(2.306)	1.684	2.933	(14.336)	(16.688)	16.684	376.061	(338.778)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	118.568	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	343.033	690.259	245.522	647.593	2.335	651	2.222	16.558	19.063	2.379	512.054	850.832
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	2.278	343.033	1.513.353	245.522	29	2.335	5.155	2.222	2.375	19.063	888.115	512.054

(*) Estados Financieros Consolidados

Inversiones Endesa Norte S.A.(*)		Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.		Endesa Argentina S.A.(*)		Southern Cone Power Argentina S.A.		Emgesa S.A. E.S.P.		Generandes Perú S.A.(*)		Endesa Eco S.A.(*)		Endesa Brasil S.A.(*)	
2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
51.661.049	56.828.163	21.178.870	17.507.583	71.108.928	118.381.851	48.053	58.317	154.997.283	256.813.794	50.330.357	54.343.007	6.327.207	20.342.545	810.530.363	893.078.804
94.216.502	102.187.244	17.552.855	18.587.880	279.259.485	236.958.705	1.236.663	1.401.197	1.203.713.202	1.228.326.578	730.619.632	785.935.394	138.782.297	141.348.885	2.465.857.798	2.406.346.709
145.877.551	159.015.407	38.731.725	36.095.463	350.368.413	355.340.556	1.284.716	1.459.514	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	145.109.504	161.691.430	3.276.388.161	3.299.425.513
68.348.975	96.773.381	2.391.836	2.090.726	150.134.735	143.599.544	183.850	208.178	286.630.051	130.634.275	61.493.965	71.313.578	137.123.791	151.709.864	748.074.888	577.155.133
21.720.110	21.233.800	13.674.875	15.675.501	104.587.509	122.228.745	-	-	356.958.221	424.071.893	319.926.947	358.335.279	20.442.170	19.897.730	867.490.180	1.141.081.701
55.808.466	41.008.226	22.665.014	18.329.236	95.646.169	89.512.267	1.100.866	1.251.336	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.544	(12.456.457)	(9.916.164)	1.660.823.093	1.581.188.679
55.700.589	40.914.159	22.665.014	18.329.236	43.882.572	40.635.947	1.100.866	1.251.336	715.120.960	930.434.204	212.870.625	219.352.888	(12.456.457)	(9.916.164)	1.187.572.357	1.138.668.877
107.877	94.067	-	-	51.763.597	48.876.320	-	-	1.253	-	186.658.452	191.276.656	-	-	473.250.736	442.519.802
145.877.551	159.015.407	38.731.725	36.095.463	350.368.413	355.340.556	1.284.716	1.459.514	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	145.109.504	161.691.430	3.276.388.161	3.299.425.513
173.891.997	175.482.526	6.701.752	6.092.068	352.358.228	296.577.889	-	-	507.515.749	500.964.413	211.263.618	213.624.981	13.715.472	5.496.395	2.225.848.843	1.971.196.164
(130.011.652)	(128.363.326)	(7.507)	(3.181)	(267.824.397)	(208.539.466)	-	-	(176.663.972)	(184.067.482)	(80.240.613)	(72.013.860)	-	-	(1.292.520.389)	(1.057.983.477)
43.880.345	47.119.200	6.694.245	6.088.887	84.533.831	88.038.423	-	-	330.851.777	316.896.931	131.023.005	141.611.121	13.631.444	5.496.395	933.328.454	913.212.687
(14.701.708)	(14.997.140)	(3.771.646)	(3.013.042)	(42.124.724)	(45.077.856)	-	-	(69.314.415)	(66.085.552)	(60.889.122)	(65.562.459)	(8.076.938)	(2.920.830)	(475.435.383)	(399.620.711)
29.178.637	32.122.060	2.922.599	3.075.845	42.409.107	42.960.567	-	-	261.537.362	250.811.379	70.133.883	76.048.662	5.554.506	2.575.565	457.893.071	513.591.976
(3.964.184)	(1.559.443)	(644.576)	(145.076)	(5.759.374)	(27.533.473)	(3.906)	(2.672)	(34.787.431)	(42.464.839)	(4.941.725)	(13.744.504)	(8.285.482)	(12.141.317)	(63.202.669)	(59.693.009)
25.214.453	30.562.617	2.278.023	2.930.769	36.649.733	15.427.094	(3.906)	(2.672)	226.749.931	208.346.540	65.192.158	62.304.158	(2.730.976)	(9.565.752)	394.690.402	453.898.967
(5.365.838)	(18.618.609)	2.058.901	2.000.840	(13.352.066)	(6.168.376)	-	-	(76.652.558)	(69.788.953)	(20.936.925)	(21.497.520)	190.863	1.450.589	(67.395.323)	(106.584.567)
19.848.615	11.944.008	4.336.924	4.931.609	23.297.667	9.258.718	(3.906)	(2.672)	150.097.373	138.557.587	44.255.233	40.806.638	(2.540.113)	(8.115.163)	327.295.079	347.314.400
19.848.615	11.944.008	4.336.924	4.931.609	23.297.667	9.258.718	(3.906)	(2.672)	150.097.373	138.557.587	44.255.233	40.806.638	(2.540.113)	(8.115.163)	327.295.079	347.314.400
19.848.615	11.944.008	4.336.924	4.931.609	8.910.316	2.320.918	(3.906)	(2.672)	150.097.373	138.557.587	23.460.016	21.916.044	(2.540.293)	(8.115.163)	224.154.924	237.683.532
-	-	-	-	14.387.351	6.937.800	-	-	-	-	20.795.217	18.890.594	-	-	103.140.155	109.630.868
19.848.615	11.944.008	4.336.924	4.931.609	23.297.667	9.258.718	(3.906)	(2.672)	150.097.373	138.557.587	44.255.233	40.806.638	(2.540.293)	(8.115.163)	327.295.079	347.314.400
-	-	1.173	(1.954)	(12.277.743)	(35.330.871)	(146.564)	(498.673)	6.004.115	(132.036.932)	(16.392.539)	(30.797.237)	-	-	(30.975.010)	(6.665.165)
19.848.615	11.944.008	4.338.097	4.929.655	3.246.625	(12.878.388)	(150.470)	(501.345)	156.100.183	6.520.655	14.606.438	200.662	(2.540.293)	(8.115.163)	461.060.462	441.982.398
-	-	-	-	7.773.299	(13.193.765)	-	-	1.305	-	13.256.256	9.808.739	-	-	66.830.818	51.136.622
19.848.615	11.944.008	4.338.097	4.929.655	11.019.924	(26.072.153)	(150.470)	(501.345)	156.101.488	6.520.655	27.862.694	10.009.401	(2.540.293)	(8.115.163)	527.891.280	493.119.020
92.571.642	92.571.642	46.709.460	46.709.460	81.188.759	81.188.759	3.135.978	3.135.978	142.906.410	259.460.190	164.297.758	164.297.758	681.845	681.845	226.099.641	226.099.641
(29.204.792)	(24.142.607)	(2.982.579)	(2.982.579)	(46.722.357)	(45.286.525)	(2.031.206)	(1.881.970)	538.948.333	522.024.748	41.548.557	33.139.086	(100.635)	(100.635)	653.168.661	667.261.848
(7.666.261)	(27.514.876)	(21.061.867)	(25.397.645)	9.416.170	4.733.713	(3.906)	(2.672)	33.266.217	148.949.266	7.017.795	21.916.044	(13.037.667)	(10.497.374)	308.304.055	245.307.388
55.700.589	40.914.159	22.665.014	18.329.236	43.882.572	40.635.947	1.100.866	1.251.336	715.120.960	930.434.204	212.864.110	219.352.888	(12.456.457)	(9.916.164)	1.187.572.357	1.138.668.877
107.877	94.067	-	-	51.763.597	48.876.320	-	-	1.253	-	186.664.967	191.276.657	-	-	473.250.736	442.519.802
55.808.466	41.008.226	22.665.014	18.329.236	95.646.169	89.512.267	1.100.866	1.251.336	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(12.456.457)	(9.916.164)	1.660.823.093	1.581.188.679
35.094.907	53.772.199	6.393.575	5.598.836	23.624.771	34.080.564	(6.343)	(9.946)	278.545.438	173.575.764	62.996.126	90.406.351	21.961.032	(3.447.093)	475.979.401	446.620.847
(3.344.399)	(2.938.382)	-	-	(16.104.455)	(18.934.136)	-	-	(34.751.901)	(20.226.377)	(2.301.097)	678.871	(20.492.631)	(52.390.001)	(228.890.675)	(203.348.891)
(33.313.402)	(22.478.051)	(6.395.744)	(5.657.576)	(12.589.032)	(20.532.558)	-	-	(326.907.528)	(128.939.120)	(67.534.421)	(77.124.459)	(1.242.437)	55.803.075	(267.394.924)	(178.114.823)
(1.562.894)	28.355.766	(2.169)	(58.740)	(5.068.716)	(5.386.130)	(6.343)	(9.946)	(83.113.991)	24.410.267	(6.839.392)	13.960.763	225.964	(34.019)	(20.306.198)	65.157.133
(1)	(13.469.266)	-	-	(762.098)	(11.632.393)	(4.565)	(15.583)	(3.242.102)	2.602.573	(589.779)	(4.084.069)	-	-	(39.989.960)	(16.004.742)
28.355.766	13.469.266	30.007	88.747	24.027.068	41.045.591	57.783	83.312	160.939.980	133.927.140	21.294.688	11.417.994	2.392	36.411	370.334.645	321.182.254
26.792.871	28.355.766	27.838	30.007	18.196.254	24.027.068	46.875	57.783	74.583.887	160.939.980	13.865.517	21.294.688	228.356	2.392	310.038.487	370.334.645

Gerencia de Comunicación

Santa Rosa 76
Santiago, Chile
Tel (56 2) 630 9000
www.endesa.cl