



MEMORIA ANUAL
2011

MEMORIA ANUAL 2011



MEMORIA ANUAL 2011

ÍNDICE

05 Síntesis corporativa

Presentación
Carta del presidente
Identificación de la sociedad
Reseña histórica
Grupo de empresas AES Gener
Propiedad y control

19 Gestión financiera y administrativa

Administración
Políticas de inversión y financiamiento
Clasificación de riesgo
Hitos financieros del año 2011
Utilidad distribuible
Política de dividendos
Transacciones de acciones
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas
Seguros
Marcas y dominios

37 Gestión comercial

Sistema eléctrico chileno
Sistema eléctrico colombiano
Negocios no eléctricos



57 Gestión de operación y mantenimiento

Negocios eléctricos en Chile
Negocios eléctricos en el extranjero

75 Desarrollo de negocios

Proyectos en construcción
Proyectos en desarrollo



83

Responsabilidad social empresarial

Valores corporativos y ética de los negocios
Responsabilidad con la comunidad
Responsabilidad con accionistas e inversionistas
Responsabilidad con trabajadores
Responsabilidad con clientes
Responsabilidad con proveedores y contratistas

99

Estados financieros

Estados financieros consolidados
Análisis razonado de estados financieros consolidados
Estados financieros resumidos de empresas filiales

223

Información complementaria

Hechos relevantes
Antecedentes de empresas relacionadas
Direcciones y teléfonos de centrales generadoras
Suscripción y declaración jurada de responsabilidad



A photograph of an industrial facility at night, illuminated by various lights. The scene shows a complex network of metal structures, pipes, and scaffolding. In the background, there are large storage tanks and a tall tower with a glowing top. The overall atmosphere is industrial and brightly lit against the dark night sky.

05

Síntesis corporativa

PRESENTACIÓN

AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía) es una sociedad anónima abierta cuya misión es generar energía eléctrica de manera segura, confiable y sustentable, cumpliendo con los compromisos asumidos con clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.



A l 31 de diciembre de 2011, con su parque generador en operación*, proporciona al Sistema Interconectado Central, SIC, energía eléctrica generada por cuatro centrales hidroeléctricas de pasada; una central termoeléctrica a carbón; cuatro centrales termoeléctricas a diesel, y dos centrales de cogeneración**, todas pertenecientes directamente a AES Gener.

También entrega energía eléctrica al SIC producida por una central de ciclo combinado que opera indistintamente con gas natural o diesel, y una central a diesel, ambas pertenecientes a su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago), y por una central termoeléctrica a carbón, perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas).

Adicionalmente, entrega energía al SIC a través de la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda), que opera cuatro unidades a carbón en la isla Guacolda, en Huasco, en la Región de Atacama.

La Compañía también es proveedora de energía eléctrica al Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener S.A. (Norgener), Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos) y TermoAndes S.A. (TermoAndes).

Norgener cuenta con una central termoeléctrica a carbón en la ciudad de Tocopilla, en tanto que Eléctrica Angamos, durante el año 2011, sumó la central Angamos al SING, ubicada en la comuna de Mejillones. Por su parte,

TermoAndes posee una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en Salta, Argentina, conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la filial InterAndes.

Esta combinación de alternativas de generación otorga a AES Gener ventajas competitivas en el mercado eléctrico chileno, al no depender exclusivamente de un determinado recurso para la producción de electricidad.

Adicionalmente a su participación en el sector eléctrico en Chile, AES Gener es productora de energía eléctrica en Colombia, mediante la filial AES Chivor, en tanto que la filial TermoAndes también suministra electricidad al Sistema Argentino de Interconexión, SADI.

AES Gener participa en el transporte de gas natural, a través de GasAndes S.A. y GasAndes Argentina S.A., y en el negocio de comercialización de carbón.

Al cierre de 2011, la empresa también tiene en construcción una unidad generadora a carbón, Ventanas IV perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche).

Al 31 de diciembre de 2010, el 70,67% de las acciones de AES Gener pertenecen a Inversiones Cachagua Ltda., filial de AES Corp. (AES), empresa global de energía e infraestructura que desarrolla negocios en 27 países y que cuenta con oficinas centrales en Estados Unidos.

Adicionalmente a su participación en el sector eléctrico en Chile, AES Gener es productora de energía eléctrica en Colombia, mediante la filial AES Chivor, en tanto que la filial TermoAndes también suministra electricidad al Sistema Argentino de Interconexión, SADI.

* Algunas de las centrales señaladas cuentan con más de una unidad generadora.

** Dichas centrales eran originalmente de la filial Energía Verde S.A., que a partir del último trimestre de 2011 fue fusionada con AES Gener.

CARTA DEL PRESIDENTE A LOS ACCIONISTAS

SEÑORES ACCIONISTAS:

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para dar cuenta de la gestión de AES Gener S.A. (AES Gener) durante el ejercicio 2011, un año de grandes logros operacionales y financieros, en el que además hemos puesto en marcha una nueva central en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), continuado la construcción de una cuarta unidad en Ventanas e impulsado otros proyectos innovadores y ambientalmente sustentables, todo ello en el marco de una cultura de seguridad que es nuestro primer valor como Compañía.

Esto lo hemos logrado gracias a la fortaleza, profesionalismo y dedicación de nuestra gente y a la visión de las primeras líneas de nuestra Compañía.

Como hemos reiterado en otras ocasiones, nuestra capacidad de continuar agregando al sistema eléctrico nuevas plantas de generación, fruto del plan de inversión que iniciáramos en 2006, ha jugado un rol fundamental para mantener la seguridad del suministro eléctrico en Chile.

Asimismo, hemos intensificado un ambicioso plan para consolidarnos como buenos vecinos en aquellas comunas y ciudades donde tenemos operaciones, a través de una política de Responsabilidad Social Empresarial que se basa en tres pilares fundamentales: educación, empleabilidad e infraestructura comunitaria. Estas iniciativas las hemos desarrollado a través de nuestra Fundación AES Gener, ex Fundación Maitenes, que ha ampliado el ámbito de sus funciones para convertirse en un actor clave en la labor de vinculación comunitaria que se ha propuesto desarrollar AES Gener.

Adicionalmente, hemos fortalecido la relación con nuestros stakeholders, con especial énfasis en las instituciones nacionales, regionales y comunales. Todo ello ha ido acompañado del interés por posicionar nuestra marca AES Gener tanto interna como externamente, reforzando la imagen de la Compañía como una entidad responsable, eficiente y, sobre todo, confiable, tanto frente a sus empleados y contratistas, como ante las entidades con las cuales nos relacionamos.

Con todo, nuestro compromiso más importante con Chile, Colombia y Argentina es el de suministrarles energía eléctrica confiable, de manera sustentable con el medioambiente y con las comunidades de nuestro entorno. Con este espíritu hemos continuado desarrollando nuestro negocio y percibiendo los frutos de nuestro esfuerzo y dedicación.

Estamos muy satisfechos de la gestión de AES Chivor, nuestra filial en Colombia. No sólo fue reconocida el 2011 por dos entidades autónomas por su alto nivel de seguridad, transformándose en un ejemplo por la forma cómo incorpora en su trabajo diario nuestro principal valor corporativo, sino que su producción de energía fue de 5.338 GWh, la cual se constituye en el nuevo récord de energía generada en la historia de la central. Esto corresponde al 9,11% de la energía total demandada por el país durante el 2011.

En Chile, en tanto, en el 2011 agregamos 545 MW de nueva capacidad instalada, lo que se concretó con la puesta en marcha en el SING de la central Angamos.

Estoy muy satisfecho de que, como siempre ajustados al tiempo y a los presupuestos que habíamos definido, hayamos comenzado a operar la primera central de base que se instala en el Norte Grande en más de diez años. Además, se terminó de construir un nuevo banco de baterías recargables de litio por 20 MW, también para la central Angamos, lo cual permitirá aumentar la generación de esta última planta.

Con las dos unidades de Angamos, que se declararon en operación comercial en abril y octubre, respectivamente, alcanzamos una potencia total de 4.821 MW.

Adicionalmente, seguimos avanzando en la construcción de nuestra unidad Ventanas IV, superados ya los inconvenientes judiciales que implicaron la paralización de las obras durante 18 meses y con una relación con la comunidad y las autoridades de Puchuncaví que se afianza paso a paso. A diciembre de 2011 la construcción contaba con más de 2.000 trabajadores en campo, registraba un 84% de avance y se espera que entre en operación comercial en el primer trimestre de 2013, aportando 270 MW al Sistema Interconectado Central (SIC).

Especial mención merece Nueva Renca, nuestra planta ubicada en la ciudad de Santiago. Nueva Renca ha sido fundamental para ratificar que, efectivamente, AES Gener está ahí, respaldando al sistema eléctrico con confiabilidad en momentos de estrechez. Desde enero hasta los primeros días de septiembre y nuevamente a fines de año, en diciembre, la central perteneciente a la filial Eléctrica Santiago, ubicada en el SIC, generó con GNL, lo que le permitió generar en carga base y aportar así energía clave para superar los efectos negativos asociados a la hidrología seca durante 2011.

Chile tiene el desafío en los próximos años de contar con proyectos energéticos diversificados que incrementen

sustantivamente su capacidad energética de forma eficiente, competitiva, sustentable y que contribuyan a la actual senda de crecimiento del país.

Consciente de este desafío, AES Gener continuará aportando con la eficiencia y seguridad energética de su parque de centrales en operación, poniendo en marcha a tiempo y en presupuesto las centrales que actualmente tiene en construcción y desarrollando iniciativas que contemplen generación de base, energías renovables no convencionales (ERN) y de eficiencia energética.

En el SIC, iniciamos a fines del 2011 las obras preliminares de nuestro Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo (531 MW), que consiste en dos centrales de pasada en la cuenca del Río Maipo. Todos los permisos han sido obtenidos y se avanzó firmemente en los distintos aspectos del proyecto, entre otros en el proceso de precalificación de contratistas.

En el SING, en la comunidad de Mejillones, nos encontramos desarrollando el proyecto termoeléctrico Cochrane (560 MW), cuya aprobación ambiental recibimos en el 2009. Durante 2012 se espera suscribir contratos de largo plazo para una parte importante de la energía que genera la central, obtener el financiamiento y dar inicio a la construcción bajo la modalidad "llave en mano".

Un reto adicional es la incorporación de moderno equipamiento de control de emisiones en instalaciones nuevas y mejoramiento de instalaciones antiguas conforme lo dispone no sólo la nueva norma de emisiones, sino nuestra responsabilidad ambiental. Estaremos invirtiendo del orden de US\$280 millones en los próximos tres años para adecuar nuestras plantas más antiguas a carbón, dotándolas de la más moderna tecnología y con los más altos estándares de calidad ambiental.



Nuestro compromiso más importante con Chile, Colombia y Argentina es el de suministrarles energía eléctrica confiable, de manera sustentable con el medioambiente y con las comunidades de nuestro entorno.



Señores y señoras accionistas, les agradezco muy sinceramente la confianza que han depositado en el Directorio y en el equipo humano de la Compañía.

Finalmente, pero no menos importante, es la actuación financiera de AES Gener, que ustedes verán reflejados en cifras y datos en esta memoria.

La solidez financiera de la Compañía ha sido reconocida por entidades independientes. Durante 2011, la clasificación de riesgo de AES Gener se confirmó en nivel de "grado de inversión" con perspectiva estable por las tres principales clasificadoras de riesgo internacionales.

En septiembre, la clasificadora de riesgo Standard & Poors elevó la clasificación de la filial colombiana AES Chivor & CIA S.C.A. E.S.P. (AES Chivor) a "Grado de Inversión" (BBB - con perspectiva estable). La buena clasificación es también parte de una exitosa estrategia comercial, mediante la cual AES Chivor vendió bajo contratos aproximadamente el 67% de la energía generada.

Al término de 2011, la Compañía registró un EBITDA consolidado de US\$737 millones, lo que implicó un alza de 56% respecto al EBITDA de US\$474 millones obtenido en 2010, principalmente gracias al aumento en la ganancia bruta registrada en los tres mercados principales en que AES Gener participa. Durante el ejercicio las utilidades de la Compañía alcanzaron los US\$326 millones, que se comparan con la utilidad de US\$170 millones obtenida en igual periodo el año anterior. Este resultado se explica principalmente por el mayor EBITDA registrado.

Desde enero de 2011, AES Gener inició el suministro de cinco nuevos contratos de largo plazo en el SIC por aproximadamente 2.500 GWh/año y tres nuevos contratos de largo plazo en el SING por aproximadamente 3.000 GWh/año. De esta forma se consolida una exitosa estrategia comercial implementada por AES Gener, que

logra alinear la generación eficiente de su parque instalado, mejorando así la estabilidad de sus flujos de caja.

En agosto se concluyó exitosamente el proceso de refinanciamiento que permitió extender el vencimiento de parte importante de la deuda de la Compañía a una menor tasa de interés. Este proceso incluyó la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de 63% del bono estadounidense con vencimiento en 2014 (US\$253,0 millones), la aceptación de ofertas de rescate voluntario de 48% del bono local Serie Q con vencimiento en 2019 (US\$93,8 millones), y la emisión de un nuevo bono estadounidense por US\$401,7 millones con vencimiento en 2021 y tasa de interés de 5,25%.

Señoras y señores accionistas, les agradezco muy sinceramente la confianza que han depositado en el Directorio y en el equipo humano de la Compañía. Quisiera también extender este agradecimiento a quienes, con su trabajo diario, construyen el presente y nos aseguran un futuro auspicioso para esta gran organización. Pueden estar seguros de que AES Gener, actuando siempre bajo criterios de excelencia operacional y de mejoramiento continuo, y en el marco de una cultura de seguridad, aportará la energía confiable de todos y cada uno de sus trabajadores al servicio de un desarrollo competitivo y sostenible.

Gracias a todos por un gran 2011.

ANDRÉS GLUSKI W.
Presidente del Directorio



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón social	AES Gener S.A.
RUT	94.272.000-9
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Inscripción en el Registro de Valores	N° 0176
Dirección	Rosario Norte 532, Pisos 18,19 y 20, Las Condes, Santiago, Chile
Teléfono	(56-2) 686 8900
Fax	(56-2) 686 8991
Casilla	N° 3514, Santiago
Página internet	www.aesgener.com
Código nemotécnico en bolsas	Gener

RESEÑA HISTÓRICA

AES Gener S.A. fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.



Los orígenes de la empresa, sin embargo, se remontan a 1889, sólo ocho años después que Thomas Alba Edison inventara la ampollita. Se fundó entonces en Santiago la Chilean Electric Tramway and Light Company, cuyos activos se fusionaron en 1921 con los de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, creada en 1919, para dar origen a la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra). Esta empresa se desarrolló por iniciativa privada, y en 1970 fue nacionalizada, pasando a manos de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). En junio de 1981 fue reestructurada en una casa matriz, Chilectra S.A., y tres filiales: Chilectra Metropolitana S.A., distribuidora que atendería al Área Metropolitana de Santiago; Chilectra Quinta Región S.A., distribuidora que atendería a Valparaíso y al Valle del Aconcagua; y Chilectra Generación S.A., empresa orientada a la generación de energía eléctrica y propietaria también de los activos de transmisión de la antigua Chilectra.

Chilectra Generación S.A. inició su operación comercial independiente el 1 de agosto del año 1981. En 1986, CORFO dio inicio al proceso de privatización de la empresa, el que concluyó en enero de 1988 con el traspaso del 100% de su propiedad al sector privado.

En septiembre de 1989, durante la junta general ordinaria de accionistas de ese año, se acordó modificar la razón social, adoptando el nombre Chilgener S.A. En ese momento la compañía contaba con 579 MW de potencia instalada, distribuida en la Región Metropolitana y la Región de Valparaíso, en Chile. Nueve años más tarde, en marzo de 1998, los accionistas de la Compañía acordaron cambiar nuevamente la razón social de la empresa a Gener S.A. El cambio fue motivado fundamentalmente por la conveniencia de contar con un nombre acorde al carácter internacional adquirido por la empresa a través de la expansión de sus operaciones hacia nuevos mercados y negocios, tanto dentro como fuera de Chile.

Además de participar en el negocio de la generación de electricidad en Chile, Argentina, Colombia y República Dominicana, Gener había desarrollado actividades tales como la generación de vapor; la extracción y comercialización de carbón; la exploración, extracción y el transporte de gas natural; la exploración y explotación de petróleo; la preparación y comercialización de biocombustible densificado; la prestación de servicios naviero-portuarios; y la prestación de servicios de ingeniería, fundamentalmente en el ámbito eléctrico y sanitario.

En abril de 2000 se inició un proceso tendiente a la búsqueda de un socio o inversionista estratégico, de manera tal que Gener pudiera seguir desarrollándose dentro del nuevo contexto de la industria. Esto, teniendo en consideración las restricciones al crecimiento y al desarrollo que imponían a la empresa su menor tamaño y menor

capacidad de endeudamiento respecto de sus grandes competidores internacionales.

Al final de este proceso, AES Corp., mediante su filial Inversiones Cachagua Ltda., lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por un porcentaje controlador de la compañía. Asimismo, llegó a un acuerdo con la empresa francesa Total Fina Elf, para que esta última comprara los activos eléctricos de Gener en Argentina en caso que la OPA fuera exitosa, todo ello sujeto a un proceso de due diligence.

El 28 de diciembre de 2000, se efectuó en la Bolsa de Comercio de Santiago un remate de acciones de Gener, en virtud del cual Inversiones Cachagua Ltda. adquirió el 61,11% del capital accionario de la empresa. Al día siguiente, en Estados Unidos, se efectuó el canje de acciones de AES Corp. por los ADRs de Gener, correspondientes al 34,56% de la propiedad accionaria. Una vez tomado el control de la compañía, Inversiones Cachagua Ltda. efectuó una segunda OPA en Chile, en febrero de 2001, mediante la cual adquirió 2,87% adicional de la propiedad, llegando a poseer el 98,54%, que más tarde alcanzó a 98,65% mediante compras menores en bolsa.

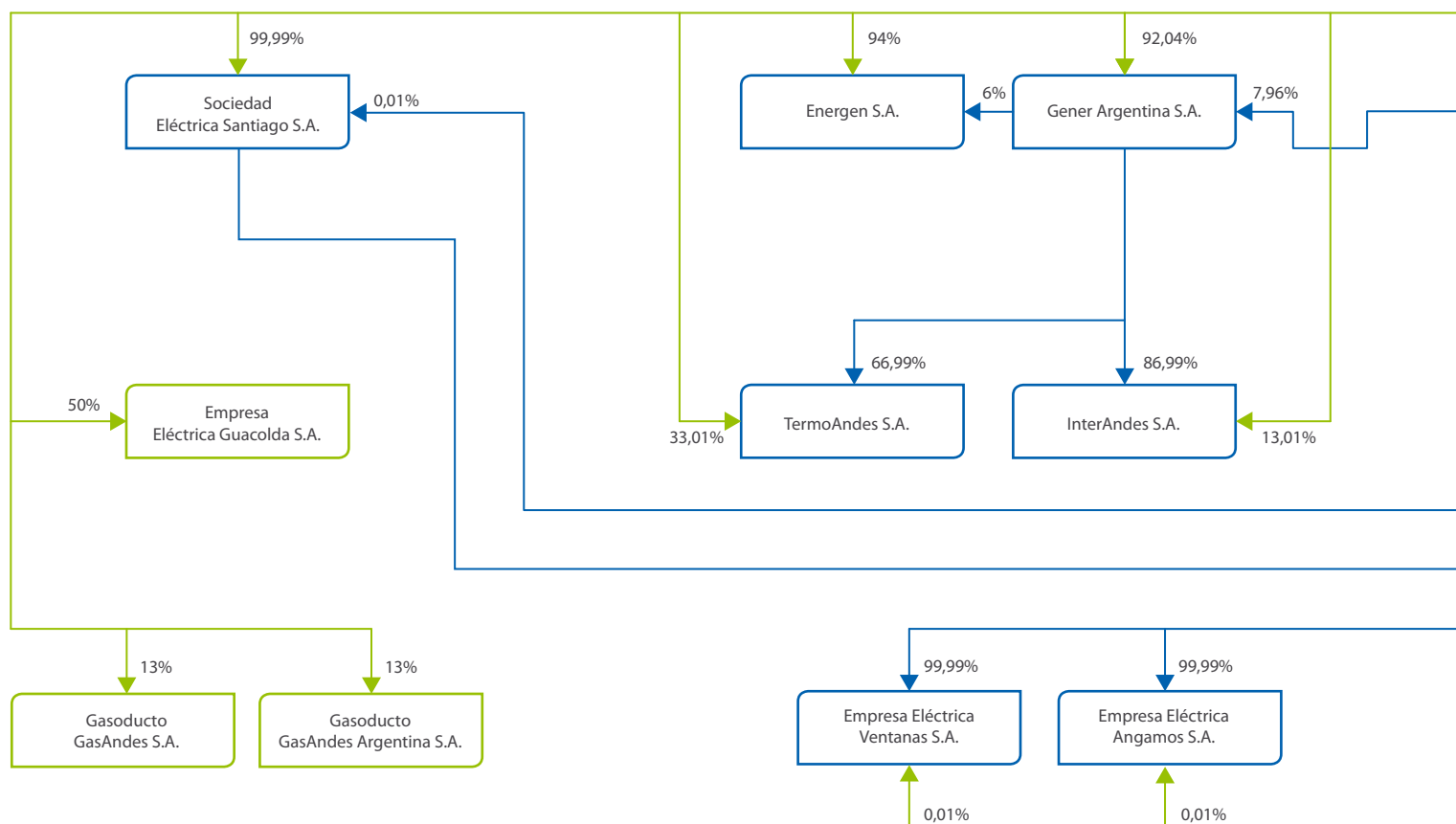
Como parte del grupo AES, durante 2001 la Compañía cambió su razón social por AES Gener S.A., e inició un proceso de venta de activos tendiente a la concentración de la empresa en el negocio de la generación eléctrica, principalmente en Chile. Durante el año 2004, tras la realización de un aumento de capital, la participación de Inversiones Cachagua Ltda. en la Compañía ascendió a 98,79%.

En el mes de abril de 2006, Inversiones Cachagua vendió a terceros el 7,59% de su participación accionaria en AES Gener. En mayo de 2007, Inversiones Cachagua vendió el 0,91% y posteriormente, en el mes de octubre, vendió un 10,18% adicional, quedando con una participación de 80,11%.

En junio de 2008, AES Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$272 millones. Inversiones Cachagua participó en el proceso, aumentando su participación al cierre del período de opción preferente a 80,16%. Posteriormente, en noviembre de 2008, Inversiones Cachagua vendió el 9,55% de AES Gener en bolsa, quedando con una participación de 70,61%.

En febrero de 2009, AES Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$246 millones. Inversiones Cachagua participó en el proceso aumentando levemente su participación. Al 31 de diciembre de 2011, la participación de Inversiones Cachagua en AES Gener fue 70,67%.

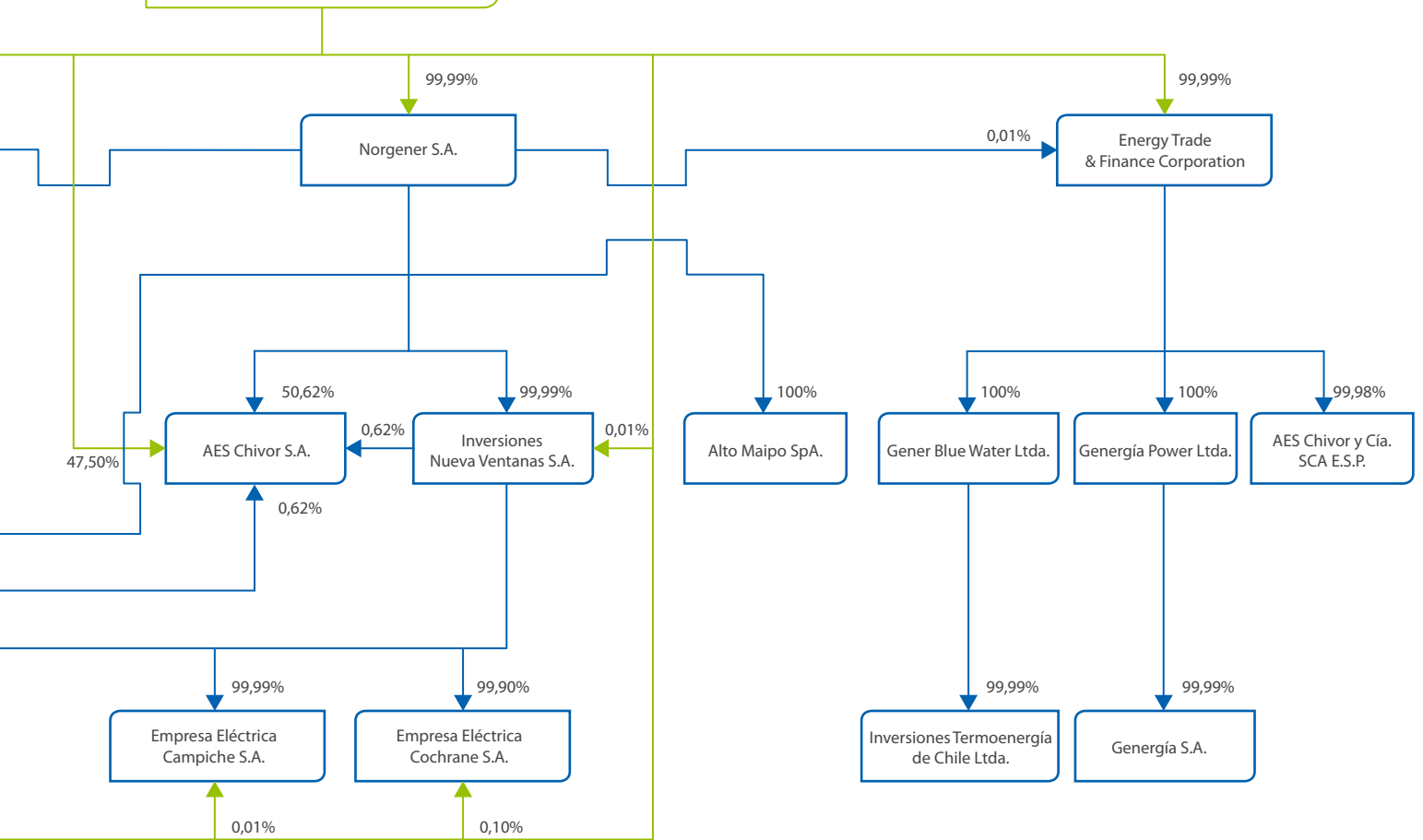
GRUPO DE EMPRESAS AES GENER



Nota:

En este cuadro las empresas son denominadas de acuerdo a su razón social (ej: AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A.).

En lo sucesivo en esta memoria, con excepción de los Estados Financieros, se hará alusión a ellas de manera simplificada (ej: AES Gener y Eléctrica Santiago). Adicionalmente, Grupo AES Gener hará referencia a Gener, sus filiales y coligadas.





PROPIEDAD Y CONTROL

AES Gener es una sociedad anónima abierta cuyas acciones se transan en tres bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Valores de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

Al 31 de diciembre de 2011, el patrimonio de la Compañía ascendía a US\$2.529 millones, dividido en 8.069.699.033 acciones y distribuido entre 1.599 accionistas.

Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua registraba una participación de 70,67% en AES Gener. Inversiones Cachagua es el controlador directo de la Compañía, no tiene acuerdo de actuación conjunta con otros accionistas y pertenece aproximadamente en un 99,9% a la sociedad norteamericana AES Corp, siendo esta última el controlador final de AES Gener.

La propiedad accionaria de AES Corp se encuentra atomizada, por lo cual son omitidos en esta memoria los nombres de las personas naturales que están tras esta sociedad extranjera.

Al 31 de diciembre de 2011, el patrimonio de la Compañía ascendía a US\$2.529 millones, dividido en 8.069.699.033 acciones y distribuido entre 1.599 accionistas.

Participación accionistas al 31 de diciembre de 2011

NOMBRE	Acciones	Participación
Inversiones Cachagua Limitada	5.703.106.137	70,67%
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	229.129.971	2,84%
Banco de Chile por cuenta de Terceros CA	113.013.191	1,40%
Banco Itaú por cuenta de Inversionistas	111.223.710	1,38%
Fondo de Pensiones Capital A	106.242.484	1,32%
Fondo de Pensiones Capital C	102.492.959	1,27%
Fondo de Pensiones Cuprum A	101.324.251	1,26%
Fondo de Pensiones Provida C	99.666.145	1,24%
Fondo de Pensiones Habitat C	99.204.550	1,23%
Fondo de Pensiones Habitat A	90.443.638	1,12%
Fondo de Pensiones Provida A	81.257.041	1,01%
Fondo de Pensiones Cuprum C	79.846.975	0,99%
Total 12 mayores accionistas	6.916.951.052	85,72%
Otros accionistas (1.587)	1.152.747.981	14,28%
Total accionistas	8.069.699.033	100,00%

Accionistas por tipo al 31 de diciembre de 2011

TIPO DE ACCIONISTA	Cantidad de Accionistas	Número de Acciones	Participación
Persona natural nacional	1.283	27.632.623	0,34%
Persona natural extranjera	1	1.000	0,00%
Persona jurídica extranjera	8	230.038.470	2,85%
Persona jurídica nacional	307	7.812.026.940	96,81%
Total Accionistas	1.599	8.069.699.033	100,00%





baja jurisdicción
del grupo de
Commissioning

No trabaje. Si opera este
equipo se le expone a los
riesgos de la comisión de obra

baja jurisdicción
del grupo de
Commissioning

close

No trabaje. Si opera este
equipo se le expone a los
riesgos de la comisión de obra

baja jurisdicción
del grupo de
Commissioning

open

No trabaje. Si opera este
equipo se le expone a los
riesgos de la comisión de obra

PIPING
CR
61002



19

Gestión
financiera y
administrativa

ADMINISTRACIÓN

Directorio

al 31 de diciembre de 2011

Titulares

Andrés Gluski / PRESIDENTE

Master in Economics, University of Virginia, Estados Unidos
Ph.D. in Economics and International Finance, University of Virginia, Estados Unidos
Pasaporte: 6024620
Extranjero (venezolano)

Iván Díaz-Molina

Ingeniero Civil, Universidad Nacional de Córdoba, Argentina
Master of Science, Carnegie-Mellon University, Estados Unidos
RUT: 14.655.033-9
Extranjero (argentino)

Radovan Razmilic Tomicic ¹

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos Universidad Politécnica Superior de Madrid, España
RUT: 6.283.668-7
Chileno

Edward C. Hall ²

Bachelor of Science in Mechanical Engineering, Tufts University, Estados Unidos
MBA in Finance and Operations Management, Massachusetts Institute of Technology, Estados Unidos
Pasaporte: 018035662
Extranjero (estadounidense)

Victoria Dux Harker ³

Bachelor of Arts in English and Economics, University of Virginia, Estados Unidos
MBA in Finance, American University, Estados Unidos
Pasaporte: 212559712
Extranjera (estadounidense)

Juan Andrés Camus

Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 6.370.841-0
Chileno



Arminio Borjas

Abogado, Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela
Pasaporte: D0259811
Extranjero (venezolano)

Suplentes ⁴

Jorge Rauber

Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de la Plata, Argentina
Pasaporte: 20605997N
Extranjero (argentino)

Joel William Abramson ⁵

Bachelor of Arts in International Politics and Economics, Middlebury College, Estados Unidos
Pasaporte: 046657322
Extranjero (estadounidense)

Pedro Pellegrini

Abogado, Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 7.017.242-9
Chileno

Fernando Pujals

Ingeniero Mecánico, Universidad Nacional de Rosario, Argentina
MBA, IMD, Suiza
Pasaporte: 7.685.597M
Extranjero (argentino)

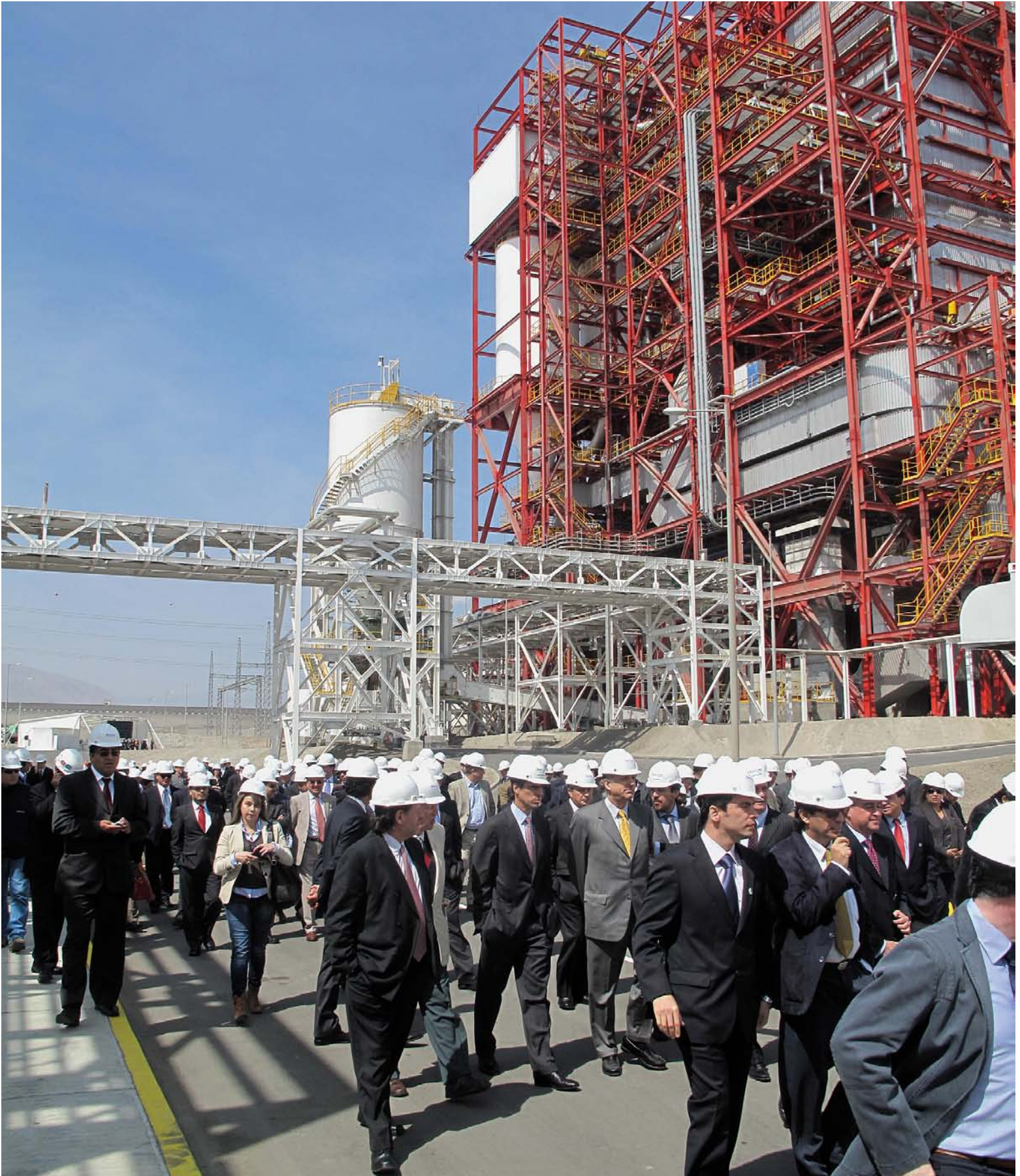
Edgardo Víctor Campelo

Contador Público, Universidad de Buenos Aires, Argentina
Pasaporte: 16171019N
Extranjero (argentino)

Jaime Andrés Tupper

Ingeniero Electrónico, Universidad Simón Bolívar, Venezuela
RUT: 22.048.788-1
Chileno

- (1) El Director Titular, señor Jorge Rodríguez Grossi, presentó su renuncia al cargo con fecha 27 de julio de 2011, designándose en su reemplazo al señor Radovan Razmilic Tomicic por acuerdo de directorio adoptado en la sesión ordinaria celebrada en la misma fecha.
- (2) El Director Titular, señor Andrew Vesey, presentó su renuncia al cargo con fecha 26 de octubre de 2011, designándose en su reemplazo al señor Edward C. Hall por acuerdo de directorio adoptado en la sesión ordinaria celebrada en la misma fecha.
- (3) El Director Titular, señor Bernerd Da Santos, presentó su renuncia al cargo con fecha 26 de octubre de 2011, designándose en su reemplazo a la señora Victoria Dux Harker por acuerdo de directorio adoptado en la sesión ordinaria celebrada en la misma fecha.
- (4) El Director Suplente, señor Jorge Errázuriz Grez, suplente del Director Titular señor Juan Andrés Camus, presentó su renuncia al cargo con fecha 29 de diciembre de 2009, por afectarle una inhabilidad del artículo 36 de la Ley de Sociedades Anónimas, no habiendo el directorio procedido a designar a un reemplazante en dicho cargo.
- (5) El Director Suplente Britaldo Soares, suplente del titular señor Radovan Razmilic Tomicic, presentó su renuncia al cargo con fecha 26 de octubre de 2011, designándose en la misma fecha como suplente del señor Razmilic al señor Joel William Abramson.



Ejecutivos

al 31 de diciembre de 2011

Luis Felipe Cerón / GERENTE GENERAL

Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile
Master of Science in Accounting and Finance, The London School of Economics, Inglaterra
RUT: 6.375.799-3
Chileno

Javier Giorgio / VICEPRESIDENTE DE OPERACIONES

Ingeniero Electrónico, Universidad Tecnológica Nacional, Argentina
RUT: 23.202.311-2
Extranjero (argentino)

Daniel Stadelmann / VICEPRESIDENTE DE FINANZAS

Lic. Administración y Finanzas, Universidad de St. Gallen, Suiza
MBA, IMD, Suiza
RUT: 6.921.313-8
Chileno

Iván Jara / VICEPRESIDENTE DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

Ingeniero Civil Mecánico, Universidad de Chile
MBA, Universidad Adolfo Ibañez, Chile
RUT: 12.458.775-1
Chileno

Michael Whittle / VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO

Bachelor of Arts, Claremont McKenna College, Estados Unidos
Masters of Science in Foreign Service, Georgetown University, Estados Unidos
Pasaporte: 017095567
Extranjero (estadounidense)

Alberto Zavala / FISCAL

Abogado, Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 7.054.225-0
Chileno

Mariana Soto / VICEPRESIDENTE DE ASUNTOS CORPORATIVOS

Abogado, Universidad de Chile
RUT: 12.240.551-6
Chilena



Remuneraciones y actividades

Directorio

El Directorio es el órgano colegiado al que, de acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas y los estatutos de la Compañía, le corresponde la administración de la misma. Está compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por un período de tres años en la junta ordinaria de accionistas, pudiendo ser reelegidos.

Los estatutos de AES Gener establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante el ejercicio 2011, los directores de la Compañía no percibieron ninguna clase de remuneraciones por funciones distintas a las de su cargo, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio. Lo anterior, sin perjuicio de la remuneración que perciben aquellos directores que son miembros del Comité de Directores y cuyo monto se encuentra detallado en el acápite siguiente.

Durante el año 2011, el Directorio no incurrió en gastos por asesorías.

Comité de Directores

Integrantes (*)

Los miembros del Comité de Directores de la Compañía son los señores Iván Díaz-Molina (Presidente e Independiente), Juan Andrés Camus y Radovan Razmilic.

Remuneraciones y presupuesto

En la junta ordinaria de accionistas del 26 de abril de 2011, se acordó fijar como remuneración de los miembros del Comité de Directores, la suma de 160 Unidades de Fomento mensuales.

Durante el ejercicio 2011, las remuneraciones pagadas a los directores que forman parte del Comité ascienden a los montos detallados en el cuadro a continuación.

Por otra parte, se informa que durante el año 2011 el Comité no hizo uso del presupuesto anual de gastos acordado por la Junta Ordinaria de Accionistas, ascendente a US\$25.000.

Remuneraciones del Comité de Directores (UF)

	2011	2010
Juan Andrés Camus	1.920	1.920
Iván Díaz-Molina	1.920	1.920
Jorge Rodríguez Grossi	1.120	1.920
Radovan Razmilic Tomicic	800	-
Total accionistas	5.760	5.760

(*) El miembro del Comité de Directorio, señor Jorge Rodríguez Grossi, presentó su renuncia al cargo con fecha 27 de julio de 2011, designándose en su reemplazo al señor Radovan Razmilic Tomicic, según consta en acta de sesión ordinaria de directorio celebrada el 24 de agosto de 2011.

Informe anual de gestión del Comité de Directores

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley 20.382, durante el año 2011, el Comité de Directores sesionó en 10 oportunidades, para pronunciarse sobre operaciones y contratos de la Compañía con personas relacionadas de acuerdo a las normas del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y tratar otras materias de su competencia legal, informando al Directorio de sus acuerdos y recomendaciones. Las operaciones entre partes relacionadas examinadas por el Comité, se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado y contribuían al interés social, por lo que se recomendó al Directorio su aprobación.

En sesión del 26 de enero, examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto del término del contrato de suministro con Eléctrica Santiago.

En sesión del 25 de febrero, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con partes relacionadas: i) renovación anual de la póliza de seguros contra todo riesgo y perjuicio por paralización de AES Gener y filiales con la Compañía aseguradora AES Global Insurance, sociedad relacionada con AES Corp.; ii) modificación contrato cuenta corriente mercantil con filial Eléctrica Santiago; iii) contrato de prestación de servicios de ingeniería y construcción para el proyecto Tunjita de la filial AES Chivor con AES Corp.; y iv) contrato de venta de energía entre AES Gener y su filial Norgener.

En sesión del 14 de marzo, tomó conocimiento, examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto del balance y estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, así como respecto del informe de los auditores externos.

En sesión del 29 de marzo, acordó: i) recomendar al Directorio que en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía proponga la designación como empresa de auditoría externa para el ejercicio 2011 a la empresa de auditoría Ernst & Young; ii) pronunciarse favorablemente en relación a la contratación de la citada empresa de auditoría externa para la prestación de servicios no calificados como de auditoría y que no estén expresamente prohibidos, sujeto a la condición que Ernst & Young informe en cada caso y oportunidad correspondiente, que la prestación de dicho servicio en particular no afectará su independencia y sujeto a la aprobación del comité de directores; iii) recomendar la suscripción del contrato de compraventa de energía y potencia de respaldo con la filial Eléctrica Santiago; y iv) recomendar al Directorio para que autorice préstamos entre las filiales argentinas TermoAndes e InterAndes.

En sesión del 25 de mayo, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con partes relacionadas: i) celebración del contrato de suministro de carbón con la filial Eléctrica Angamos; ii) contrato de prestación de servicios de administración, operación y mantención de sistema de transmisión entre las filiales Norgener y Eléctrica Angamos; y iii) compraventa de carbón entre partes relacionadas (AES Corp. y filiales de AES Corp.).

En sesión del 22 de junio analizó los antecedentes y evacuó informe favorable en las siguientes materias: i) plan de refinanciamiento de AES Gener; ii) plan de manejo integral del riesgo de la Compañía; iii) plan de crecimiento de AES Gener; iv) contrato de compraventa de carbón con la coligada Guacolda; y v) contrato de compraventa de activos entre las filiales Eléctrica Ventanas y Eléctrica Angamos.

En sesión del 27 de julio, y, con la sola abstención del director señor Iván Díaz Molina*, acordó recomendar al Directorio la suscripción del contrato entre AES Gener y Universidad de los Andes, con el objeto que la Compañía participe en el ranking de empresas innovadoras organizado por la referida universidad.

En sesión del 4 de octubre, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable para el otorgamiento de la garantía para las obras de urbanización de la filial Eléctrica Angamos.

En sesión del 23 de noviembre, analizó los antecedentes y evacuó informe favorable en las siguientes materias: i) recomendar al Directorio la celebración del swap de contratos de transporte de carbón entre AES Gener y AES Hawaii, y ii) recomendar que se continúe apoyando los programas de investigación que está desarrollando la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado**, especialmente los proyectos para mejorar políticas públicas relacionadas con el desarrollo económico y social del país, mediante una donación por parte de la Compañía a dicha institución superior de educación por la cantidad de UF 2.000.

En sesión del 21 de diciembre, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable, con la sola abstención del director Juan Andrés Camus, para la venta de los derechos de aguas otorgados a AES Gener en el Río Cautín y Rahue a Besalco Construcciones S.A.***.

Ejecutivos principales

La remuneración global de los ejecutivos de la Compañía durante 2011 ascendió a la cantidad de 72.074 UTM. Este monto incluye remuneración fija mensual y bonos variables según desempeño y resultados corporativos, que también se otorgan a los demás trabajadores de AES Gener.

El plan de incentivos de los ejecutivos de la Compañía consiste en un bono variable anual según desempeño y resultados corporativos, cuyo monto es determinado cada año según los referidos parámetros.

Cabe señalar que por política de la Compañía, los ejecutivos de AES Gener que participan en directorios de empresas relacionadas no perciben por ello remuneración o pueden renunciar a las dietas que individualmente les correspondan.

Durante el año 2011, en la Compañía, no se efectuaron pagos por conceptos de indemnización a ejecutivos principales de la empresa.

(*) El director señor Iván Díaz-Molina es a su vez académico de la Escuela de Negocios de la Universidad de los Andes.

(**) El Decano de la referida facultad es el señor Jorge Rodríguez Grossi, Presidente a su vez de la coligada Guacolda.

(***) El director señor Juan Andrés Camus es a su vez director de Besalco Construcciones S.A.



POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

Según lo acordado en la junta general extraordinaria de accionistas celebrada el 4 de julio de 2001, los estatutos de la Compañía no hacen referencias a políticas de inversión, de financiamiento ni comerciales, tanto respecto de la Compañía como de sus filiales.

Sin perjuicio de ello, se establece en los estatutos que la Sociedad, para cumplir con lo establecido en su objeto social, podrá administrar la inversión que haga en cada una de las sociedades que constituya o en las que efectúe aportes; supervisar y coordinar la gestión de las sociedades que constituya y la de aquéllas en que efectúe aportes; prestar a las sociedades que constituya o a las que efectúe aportes, servicios gerenciales, de auditoría,

de asesoría financiera, comercial, técnica y legal, y en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Se agrega que en el evento de constituir sociedades aportando a ellas activos directamente relacionados con la generación eléctrica, AES Gener mantendrá a lo menos el 51% de la propiedad.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Durante 2011, la clasificación de riesgo de AES Gener se mantuvo en nivel de “grado de inversión” por las tres principales clasificadoras de riesgo internacionales.

En febrero, S&P mantuvo la clasificación de la Compañía como grado de inversión “BBB-”, pero cambió la perspectiva de negativa a estable. En abril, Fitch Ratings ratificó la clasificación de la Compañía como grado de inversión “BBB-” con perspectiva estable. Por su parte, también en abril, Moody’s mantuvo la clasificación de AES Gener como grado de inversión “Baa3”, pero cambió la perspectiva de “bajo revisión” a estable.

En septiembre, AES Chivor alcanzó el nivel de grado de inversión por la clasificadora de riesgo Standard & Poor’s, que elevó la clasificación de la filial colombiana a “BBB-” con perspectiva estable. Por su parte, Moodys, en abril, elevó la clasificación de AES Chivor de “Ba2” a “Ba1” con perspectiva estable.

Al cierre del ejercicio, las acciones de la Compañía estaban clasificadas en primera clase nivel 2 por Fitch Ratings y Feller Rate.

HITOS FINANCIEROS DEL AÑO 2011

Refinanciamiento bonos en dólares

En agosto, como parte del activo manejo de pasivos de la Compañía, se concluyó exitosamente el proceso de refinanciamiento que permitió extender el vencimiento de parte importante de la deuda corporativa a una menor tasa de interés. El proceso incluyó la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de aproximadamente 63% del bono estadounidense de US\$400 millones con vencimiento 2014, el rescate voluntario de aproximadamente 48% del bono chileno Serie Q de US\$196 millones con vencimiento 2019 y la emisión de un nuevo bono estadounidense por un total de US\$402 millones con vencimiento 2021, a una tasa de interés de 5,25%. Cabe señalar que mediante este proceso, el vencimiento total del año 2014 se redujo significativamente desde US\$628 millones 30 de junio de 2011 a US\$380 millones al 31 de diciembre de 2011.

Conversión crédito Eléctrica Angamos

En diciembre de 2011, posterior al término de la construcción de las dos unidades de la central Angamos y su inicio de operación comercial en abril y octubre de 2011, respectivamente, se realizó la conversión del crédito de construcción de Eléctrica Angamos a un crédito de largo plazo con vencimiento en octubre de 2025. Este crédito por el total de US\$837 millones al 31 de diciembre de 2011 es de tipo "project finance" y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto.

Estrategia de cobertura

Considerando que la moneda funcional de AES Gener es el dólar de los Estados Unidos, durante 2011 se continuó con la implementación de una estrategia de manejo de tipo de cambio para cubrir la exposición de la Compañía

al peso chileno. Si bien la mayoría de los contratos de suministro eléctrico de la empresa tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos utilizando un tipo de cambio fijo por un período determinado. Por este motivo, se definió una estrategia para tomar futuros de tipo de cambio que permiten cubrir la exposición neta que tiene la Compañía en pesos frente al dólar.

Línea de crédito comprometida

Con el propósito de dar mayor liquidez y flexibilidad a la Compañía, en octubre de 2011 se contrató una línea comprometida de financiamiento a cinco años plazo por el equivalente a UF 6.000.000 con un sindicato de bancos nacionales.

Relación con inversionistas

Durante el año 2011, AES Gener realizó y participó en diversas actividades para mantener un flujo permanente de comunicación precisa y fiable con los accionistas e inversionistas actuales y potenciales, analistas de mercado y otras partes interesadas. Durante el año, se continuó realizando las reuniones bianuales para la presentación de resultados con grupos conformados por gerentes, subgerentes y analistas de estudio, principalmente de bancos de inversión y fondos de pensión. Adicionalmente, durante el año AES Gener participó en varias conferencias nacionales e internacionales para inversionistas.

Durante el año 2011, AES Gener realizó y participó en diversas actividades para mantener un flujo permanente de comunicación precisa y fiable con los accionistas e inversionistas actuales y potenciales, analistas de mercado y otras partes interesadas.

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

Utilidad distribuible	MUS\$
Ganancias atribuibles a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora ejercicio 2011	326.084
Menos: dividendos provisorios pagados	(79.002)
Saldo ganancia atribuible a los tenedores de Instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora distribuible del ejercicio 2011	247.082
Resultados retenidos IFRS al 31-12-2010	511.238
Reservas para dividendos propuestos al 31-12-2010	290.753
Dividendos definitivos año 2010 pagados con cargo a utilidad año 2010	(168.737)
Provisión dividendo mínimo ejercicio 2011	(18.913)
Resultados retenidos y reservas para dividendos propuestos acumulados por distribuir	614.341
Suma resultados acumulados + reserva futuros dividendos	861.423

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

En cumplimiento a las instrucciones de la Circular N° 687 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio en sesión ordinaria N° 563 celebrada el 29 de marzo del 2011 acordó la Política de Dividendos que estima conveniente para la Compañía para el ejercicio 2011, la que se transcribe a continuación.

“Es intención del Directorio distribuir como dividendos entre sus accionistas, hasta el 100% de las utilidades que se generen durante el año 2011. Asimismo, el Directorio acordó dejar expresa constancia que es su intención repartir dividendos provisorios durante el ejercicio 2011. Igualmente, el Directorio acordó dejar constancia que el cumplimiento de la Política de Dividendos antes mencionada quedará condicionada a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, a la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, al cumplimiento de las restricciones que, en materia de dividendos, contienen los estatutos de la Compañía, así como también

los contratos de crédito suscritos con acreedores, los que básicamente consisten en estar al día en el cumplimiento de las obligaciones de no hacer definidas en los respectivos contratos de créditos y al cumplimiento de la política de caja e inversiones. En cuanto a los dividendos para los años sucesivos, el Directorio consideró adecuado mantener en el mediano plazo, una política similar a la expuesta.”

Esta política fue informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de AES Gener celebrada el 26 de abril de 2011.

La política de dividendos del año anterior se describe a continuación:



Política de dividendos año 2010

En cumplimiento a las instrucciones de la Circular N° 687 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio en sesión ordinaria N° 551 celebrada el 24 de marzo del 2010 acordó la política de Dividendos que estima conveniente para la Compañía para el ejercicio 2010, la que se transcribe a continuación.

“Considerando las restricciones estatutarias, es intención del Directorio distribuir como dividendos entre sus accionistas, hasta el 65% de las utilidades que se generen durante el año 2010. A su vez, el Directorio tiene la intención de repartir dividendos provisorios durante el ejercicio 2010. Igualmente, el Directorio acordó dejar constancia que el cumplimiento de esta política de dividendos está condicionada a las utilidades que realmente obtuviera la Compañía, así como también, a los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, a la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, al cumplimiento de las restricciones que, en materia de dividendos, contienen los estatutos de la Compañía y también los contratos de crédito suscritos

con acreedores, los que básicamente consisten en estar al día en el cumplimiento de las obligaciones de no hacer definidas en dichos créditos y, al cumplimiento de política de caja e inversiones de la Compañía.

En cuanto a los dividendos para los años sucesivos, el Directorio consideró adecuado mantener en el mediano plazo una política similar a la expuesta.”

Esta política fue informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de AES Gener celebrada el 29 de abril de 2010.

Dividendos pagados con cargo a las utilidades del ejercicio 2010

En la Junta Ordinaria de Accionistas en abril de 2011, se acordó distribuir la cantidad de US\$ 169.770.328,6, correspondiente al 100% de las utilidades del ejercicio 2010, mediante el reparto de un dividendo definitivo adicional de US\$ 0,0119880 por acción por un total de

En la Junta Ordinaria de Accionistas en abril de 2011, se acordó distribuir la cantidad de US\$169.770.328,6, correspondiente al 100% de las utilidades del ejercicio 2010.

US\$96.739.552,01, correspondiente al 56,98% de las utilidades del ejercicio 2010, que fue pagado a partir del día 6 de mayo de 2011, al que se le sumó el dividendo provisorio distribuido a partir del 5 de enero del año 2011 por un total de US\$73.030.776,25, correspondiente al 43,02% de las utilidades del ejercicio 2010.

Además, la Junta acordó proponer la distribución de un dividendo definitivo eventual con cargo a las reservas para futuros dividendos de US\$0,0089220 por acción que totaliza la cantidad de US\$71.997.854,77, correspondiente al 24,76% de la cuenta "reserva de dividendos propuestos". Este dividendo fue pagado a los accionistas conjuntamente con el dividendo definitivo adicional, esto es, a partir del día 6 de mayo de 2011.

Lo expuesto precedentemente, importa la distribución de un monto total de US\$241.768.183,03, correspondiente al 100% de las utilidades del ejercicio 2010 y al 24,76% de las utilidades provenientes de la cuenta de reserva dividendos propuestos.

Posteriormente, y de acuerdo con la política de dividendos informada por el Directorio en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada en abril de 2011, en sesión ordinaria del 24 de agosto de 2011, el Directorio acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, la cantidad de US\$79.002.353,53, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,0097900 por acción. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 14 de septiembre de 2011. Este dividendo corresponde a 24,2% de las utilidades del ejercicio 2011.

Dividendos repartidos durante los últimos años en dólares por acción

N° Dividendo	Tipo dividendo	Fecha pago	Monto por acción	Imputado al ejercicio	% de las utilidades*
82	Definitivo	24-04-2006	0,006352	2005	48%
83	Provisorio	27-12-2006	0,008523	2006	41%
84	Definitivo	30-04-2007	0,006261	2006	30%
85	Definitivo	07-05-2008	0,008769	2007	65%
86	Definitivo	07-05-2009	0,005662	2008	30%
87	Definitivo adicional	07-07-2009	0,005011	2008	25%
88	Provisorio	15-12-2009	0,004960	2009	12%
89	Definitivo	11-05-2010	0,008709	2009	21%
90	Definitivo adicional	07-07-2010	0,005558	2009	14%
91	Definitivo adicional	07-10-2010	0,005558	2009	14%
92	Provisorio	05-01-2011	0,00905	2010	43%
93	Definitivo	06-05-2011	0,011988	2010	57%
94	Eventual	06-05-2011	0,008922	2010	25%
95	Provisorio	14-09-2011	0,009790	2011	24%

* Utilidad reportada desde 2005 a 2008 basada en CHGAAP y utilidad reportada en 2009 y 2011 basada en IFRS.

TRANSACCIONES DE ACCIONES

Durante el ejercicio 2011, no se registran transacciones de acciones por parte de personas relacionadas.

Durante el ejercicio 2010, se registraron las siguientes transacciones:

Con fecha 14 de enero de 2010, el director titular señor Jorge Rodríguez Grossi enajenó 46.500 acciones de la Compañía, a un valor por acción de Ch\$230,0.

Con fecha 21 de septiembre de 2010, el director titular señor Jorge Rodríguez Grossi enajenó 48.409 acciones de la Compañía, a un valor por acción de Ch\$280,0.



Transacciones de acciones *

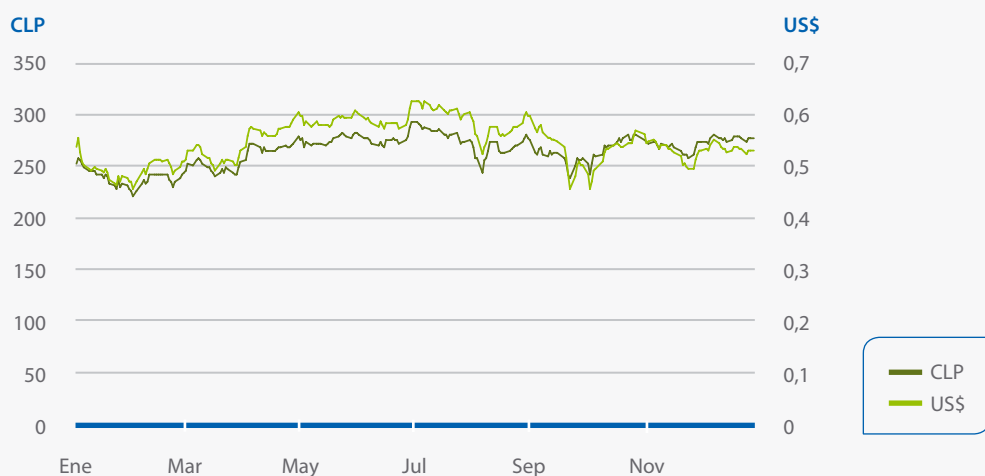
		Nº acciones	Ch\$ Totales	Precio Promedio (Ch\$)
2009	1º Trimestre	556.682.548	110.903.979.788	199,2
	2º Trimestre	935.978.763	221.021.074.133	236,1
	3º Trimestre	391.419.735	92.382.308.608	236,0
	4º Trimestre	297.378.356	68.250.655.749	229,5
2010	1º Trimestre	321.179.658	76.736.307.370	238,9
	2º Trimestre	222.505.531	51.567.340.027	231,8
	3º Trimestre	396.584.164	106.511.298.877	268,6
	4º Trimestre	375.235.875	99.793.287.577	265,9
2011	1º Trimestre	364.174.066	91.103.061.271	250,2
	2º Trimestre	221.673.099	61.191.560.693	276,0
	3º Trimestre	236.609.288	63.967.944.621	270,4
	4º Trimestre	275.249.834	74.687.727.581	271,3

* Incluye transacciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile.

Precio y volumen transado de la acción en la Bolsa de Comercio de Santiago en 2010

Mes	Nº acciones	Precio Promedio (Ch\$)
Enero	137.374.195	249,16
Febrero	98.680.305	243,98
Marzo	105.507.723	257,12
Abril	71.000.407	275,84
Mayo	73.635.973	277,10
Junio	53.364.068	275,57
Julio	87.837.564	283,05
Agosto	59.025.834	264,08
Septiembre	67.859.851	258,87
Octubre	56.393.559	268,12
Noviembre	91.526.252	268,14
Diciembre	98.577.747	276,78
Promedio	83.398.623	264,93

Precio Acción



SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS

Durante el año 2011, la Compañía no recibió comentarios o proposiciones relativas a la marcha de los negocios sociales de parte de accionistas que posean o representen 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto,

de conformidad a lo dispuesto por el artículo 74 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y el artículo 13 del reglamento de esa ley.

SEGUROS

Los seguros son parte integrante de la gestión de riesgo de la Compañía. De esta forma, AES Gener desarrolla una gestión de seguros enfocada a garantizar la continuidad del negocio. Dentro de las coberturas operacionales relevantes, la Compañía cuenta con seguros de todo riesgo para todas sus plantas que incluyen el daño material y perjuicios financieros a consecuencia de alguna avería de maquinaria, incendio o actos de la naturaleza. La importación de sus insumos como el carbón, repuestos, partes y piezas se protegen con pólizas de todo riesgo de transporte marítimo, terrestre o aéreo. Adicionalmente, una eventual responsabilidad civil de AES Gener también está cubierta por una póliza de seguro. Finalmente, AES Gener

deja a disposición de sus contratistas y subcontratistas un programa de seguros con coberturas de responsabilidad civil y accidentes personales, exigiendo coberturas adicionales en casos especiales.

El desarrollo de proyectos contempla coberturas de todo riesgo durante el periodo de construcción para el transporte de los bienes, construcción y montaje y responsabilidad civil.

Para todos sus trabajadores, AES Gener mantiene el beneficio de un seguro complementario de salud, incluyendo seguro de vida.

MARCAS Y DOMINIOS

La Compañía cuenta con registros vigentes y solicitudes en trámite de todas sus marcas comerciales y de las de sus filiales en los registros públicos correspondientes, según el ordenamiento legal vigente. Se incluyen en estos registros las respectivas razones sociales y lemas corporativos.

Como complemento, la Compañía ha registrado los dominios de internet vinculados a sus marcas, en resguardo de sus intereses y activos intangibles.



Los seguros son parte integrante de la gestión de riesgo de la Compañía. De esta forma, AES Gener desarrolla una gestión de seguros enfocada a garantizar la continuidad del negocio.





A nighttime photograph of a large industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, with various structures and tall chimneys illuminated by artificial lights. The sky is dark with some clouds. A large white number '37' is overlaid on the top right of the image.

37

Gestión comercial

SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

Descripción general

Desde el año 1982, el sector eléctrico en Chile ha estado estructurado sobre la base de la iniciativa y la propiedad privada, en un marco de competencia de mercado para la generación y las expansiones de transmisión, y de regulación basada en una empresa eficiente para la distribución y transmisión.

De acuerdo al orden constitucional y a la legislación vigente, las entidades estatales, incluyendo las relacionadas con el sector eléctrico, desempeñan un rol regulador y fiscalizador. Estas entidades quedan agrupadas en el Ministerio de Energía y en el Ministerio del Medio Ambiente, y es, entre otros organismos, la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien define, regula y coordina la política energética, y elabora semestralmente el plan indicativo de obras de inversión en las actividades de generación y transmisión, cuyos informes constituyen un importante antecedente para las decisiones que se adoptan para las empresas del sector; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entidad que fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las normas de calidad y seguridad del servicio para las personas y/o bienes; el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental que tiene por objetivo evaluar ambientalmente los proyectos de inversión previo a su ejecución a fin de verificar que éstos cumplan con la normativa ambiental aplicable y se hagan cargo adecuadamente de los impactos ambientales que generen; y demás organismos aún en implementación que administran el sistema de evaluación ambiental, pertenecientes al Ministerio del Medio Ambiente.

La Dirección General de Aguas (DGA), dependiente del Ministerio de Obras Públicas es la que otorga y regula el uso de los derechos de aprovechamiento de aguas necesarios para las actividades de generación hidroeléctrica; mientras que el Ministerio de Energía otorga las concesiones para la prestación del servicio público de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Para la construcción y la entrada en operación de las centrales, sean estas hidroeléctricas o termoeléctricas, se requiere de los permisos ambientales que regula la legislación chilena y tratándose de centrales termoeléctricas se requiere de los permisos de construcción que establece la ley.

La institucionalidad eléctrica chilena, sin perjuicio de la competencia de los tribunales ordinarios de justicia, considera un Panel de Expertos como organismo técnico independiente que tiene por rol conocer y resolver en forma expedita la mayoría de las controversias que surgen entre las empresas del sector eléctrico, y entre una o más de estas empresas y las autoridades energéticas.

Las distintas actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos,

DFL N° 1/1982 del Ministerio de Minería, con sus modificaciones posteriores: Ley N° 19.940/2004, conocida como Ley Corta I, y Ley N° 20.018/2005, o Ley Corta II, que mantuvieron inalterados los aspectos medulares del estable modelo eléctrico chileno. Estas leyes fueron refundidas y sistematizadas por el DFL N° 4/2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Asimismo, las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas.

La actividad está basada principalmente en contratos de largo plazo entre generadores y clientes, que especifican el volumen, el precio y las condiciones para la venta de energía y potencia. La ley establece dos tipos de clientes de las empresas generadoras: clientes libres y clientes regulados:

Son clientes libres principal y obligatoriamente, los consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW, por lo general de tipo industrial o minero, y adicionalmente aquellos con potencia conectada de entre 500 kW y 2 MW que hayan optado – por un período de al menos cuatro años por la modalidad de precio libre. Estos clientes no están sujetos a regulación de precios, y por lo tanto las empresas generadoras y distribuidoras pueden negociar libremente con ellos los valores y condiciones del suministro eléctrico.

Son clientes regulados, por su parte, los consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW, y adicionalmente aquellos clientes con potencia conectada de entre 500 kW y 2 MW que hayan optado también por cuatro años por un régimen de tarifa regulada. Estos clientes reciben suministro desde las empresas distribuidoras, las cuales deben desarrollar licitaciones públicas para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica que les permitan satisfacer su consumo.

Los nuevos contratos que asignen las empresas distribuidoras para el consumo de sus clientes deben ser adjudicados a las empresas generadoras que ofrezcan en licitaciones públicas reguladas el menor precio de suministro. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo

plazo, contemplan fórmulas de indexación y son válidos para todo el período de vigencia del respectivo contrato. En términos más precisos, el precio de nudo de largo plazo de energía para un determinado contrato corresponde al más bajo precio de energía ofrecido por las generadoras participantes del respectivo proceso de licitación, en tanto el precio de nudo de largo plazo de potencia corresponde al precio de nudo de la potencia fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

A través de un procedimiento de ajuste, cada distribuidora transfiere a sus consumidores un precio de nudo promedio, distinto del precio con que la misma compra a su suministrador, que no puede diferir en más de un 5% del promedio de los precios de nudo de todo el sistema. Su determinación es efectuada por la CNE, quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un decreto publicado en el Diario Oficial. Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicable a los precios de nudo de largo plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

En Chile, con la excepción de los pequeños sistemas aislados de Aysén y Punta Arenas, las actividades de generación se desarrollan en torno a dos sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde el sur de la II Región (rada de Paposo) a la X Región (localidad de Quellón), abasteciendo el consumo de aproximadamente 92% de la población nacional; y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca la I, II y XV regiones, y cuyos principales usuarios son empresas mineras e industriales. En cada uno de estos grandes sistemas, la generación eléctrica es coordinada por su respectivo e independiente Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de manera tal de minimizar los costos de operación y asegurar la mayor eficiencia económica del conjunto, cumpliendo a la vez con las exigencias de calidad y seguridad de servicio definidas en la normativa vigente.

En Chile, con la excepción de los pequeños sistemas aislados de Aysén y Punta Arenas, las actividades de generación se desarrollan en torno a dos sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).



Concretamente, para satisfacer la demanda en cada momento y al mínimo costo posible, cada CDEC ordena el despacho de las centrales generadoras estrictamente según sus costos variables de generación, comenzando por las de costo variable menor, y lo hace con independencia de las posiciones contractuales de cada empresa generadora propietaria de esas centrales. Así, a pesar que las compañías generadoras son libres de firmar contratos de suministro con clientes libres y regulados, y están obligadas a su cumplimiento, en general la energía necesaria para satisfacer esos contratos es producida por las unidades generadoras de los distintos integrantes del CDEC cuyos costos variables de producción son inferiores al costo marginal del sistema en el momento de realizar el despacho.

Adicionalmente, el diseño del mercado chileno contempla la existencia de pagos por capacidad (o potencia firme), que corresponden a pagos explícitos que reciben los generadores por su contribución a la suficiencia del sistema. Estos pagos son asignados de acuerdo a la disponibilidad que cada generador puede asegurar durante eventos críticos del sistema, particularmente sequías, indisponibilidad de combustibles y fallas de las centrales, y son trasladados al precio final del suministro eléctrico tanto a clientes libres como a clientes regulados. Producto de lo anterior, se presentan diferencias entre la energía realmente producida y la energía contratada por cada generador, y entre la potencia asignada y la contratada por cada uno de ellos, lo que da lugar a transferencias de energía y de potencia al interior del CDEC entre los diversos actores. En estas transacciones spot, las compañías generadoras que, como resultado del despacho económico realizado por el CDEC presentan una generación propia superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias), venden energía a aquellas que presentan una producción inferior a la energía contratada con sus clientes (empresas deficitarias). Una situación análoga ocurre con las transacciones de potencia, las cuales son determinadas en forma anual por el CDEC y generan transferencias desde aquellas compañías generadoras que presenten excedentes de potencia firme con respecto a sus compromisos de potencia de punta con sus propios clientes, hacia aquellas que por el contrario resultan deficitarias.

Las transferencias físicas y monetarias son determinadas por el CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema. En el caso de la potencia, su precio es el costo marginal de potencia, que actualmente corresponde al precio de nudo de corto plazo de potencia de punta.

La ley permite a las compañías generadoras y clientes regulados convenir reducciones voluntarios y temporales del consumo de energía eléctrica mediante incentivos. Se busca así facilitar que en situaciones de escasez esos clientes se vean motivados a ahorrar energía eléctrica y a hacer uso eficiente de la que consumen.

Adicionalmente, la Ley 20.257, promulgada en 2008, promueve las fuentes de energía renovable no convencionales tales como: solar, eólica, mini-hidro y biomasa. En particular, esta ley requiere que un porcentaje de los nuevos contratos de suministro de los generadores efectuados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 sean abastecidos con fuentes renovables. El porcentaje de energía requerido comienza con 5% para el período 2010 - 2015, y gradualmente se incrementa hasta un máximo de 10% en 2024.

Dentro de la regulación ambiental, cabe hacer mención al Decreto Supremo N°13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente, que establece una norma de emisión para centrales termoeléctricas, vigente desde el 23 de junio de 2011. Esta norma regula los límites para las emisiones a la atmósfera de Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Mercurio (Hg) y establece límites distintos de emisiones distinguiendo las instalaciones entre centrales nuevas y existentes, así como por tipo de combustible (sólido, líquido y gas). La norma fijó además plazos de cumplimiento para las instalaciones existentes, en el caso de MP el plazo de cumplimiento es 36 meses desde dictada la norma, esto es diciembre de 2013, y en el caso de NO_x y SO₂, el plazo de cumplimiento es 4 años para centrales localizadas en zonas declaradas como latentes o saturadas y 5 años en el resto del país.

Por otra parte, en cuanto a la actividad de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, la ley asegura a los propietarios de redes de transmisión el derecho a recuperar todos sus costos de capital, operación, mantenimiento y administración. Lo hace dividiendo la red de transmisión en tres subsistemas: troncal, compuesto por las líneas de transmisión que son imprescindibles para posibilitar el abastecimiento integral del sistema eléctrico; de subtransmisión, integrado fundamentalmente por los tendidos eléctricos que permiten abastecer los consumos en zonas de concesión de empresas distribuidoras; y adicional, integrado por líneas destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a clientes libres o a evacuar la energía de centrales generadoras.



Los clientes regulados reciben suministro desde las empresas distribuidoras, las cuales deben desarrollar licitaciones públicas para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica.

En el caso de los sistemas troncales y de subtransmisión, cada cuatro años la CNE establece tarifas reguladas que son calculadas tomando como base estudios de valorización y expansión de cada una de estas redes, que son realizados por consultores independientes. Estos estudios valorizan las instalaciones existentes, y además recomiendan obras para realizar en los próximos diez años. Sin embargo, principalmente para el caso del sistema troncal, es la interacción del mercado la que finalmente determina qué obras son desarrolladas, dado que se considera también la opinión del CDEC y de la CNE, y que en caso de controversias la materia es sometida a la resolución del Panel de Expertos. Las obras son finalmente asignadas por menor canon (cobro anual) en licitaciones abiertas convocadas por cada CDEC.

Política comercial

La política comercial de la Compañía busca minimizar la volatilidad de flujo de caja de su negocio eléctrico, administrando sus riesgos de acuerdo con la realidad del mercado y la industria. Para estos efectos se consideran, entre otros factores, el nivel de contratación, la proporción de clientes libres y regulados que conforman la cartera de clientes de AES Gener y sus filiales, y los plazos de los contratos.

En sus estudios comerciales, AES Gener hace estimaciones del crecimiento de la demanda y proyecciones de los costos marginales y precios del sistema. De esta forma, la empresa determina el nivel de contratos que permite estabilizar sus flujos, administrando un nivel de riesgo aceptable.

Un factor comercial relevante para la empresa es su condición de principal generador termoeléctrico en el SIC, lo que otorga un alto nivel de seguridad a su suministro, con independencia de las condiciones hidrológicas.

Participación global en el SIC y en el SING

La potencia total instalada para el suministro eléctrico en Chile, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, alcanzaba al cierre de 2011 a 17.068 MW. El 34,1% de esa potencia era hidroeléctrica, el 64,9% termoeléctrica y 1,0% eólica.

De ese total, el Grupo AES Gener aporta 3.821 MW, equivalente a una participación de 22,4%, considerando

3.550 MW de capacidad termoeléctrica y 271 MW de capacidad hidroeléctrica.

Durante el período, el Grupo AES Gener continúa como el segundo mayor generador del país y principal generador termoeléctrico. Estos cálculos consideran la central Salta, de la filial TermoAndes, que se ubica en el noroeste argentino y está conectada al SING mediante una línea de transmisión.

Principales contratos de suministro de AES Gener y filiales vigentes durante el año 2011

Principales contratos de venta de energía y potencia	Energía [GWh]
Cientes regulados	
Chilectra S.A.	2.512,1
Chilquinta Energía S.A.	1.080,8
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	351,3
Empresa Eléctrica Melipilla Colchagua y Maule S.A.	671,0
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	61,5
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	64,4
LuzLinares S.A.	52,2
LuzParral S.A.	37,7
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	36,6
Energía de Casablanca S.A.	24,5
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	9,8
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	10,5
Cientes libres	
Minera Escondida Ltda. ⁽¹⁾	2.209,6
Anglo American Sur S.A.	436,8
Minera Spence	247,9
Papeles Norske Skog Bio Bio Ltda.	217,3
Cemento Polpaico S.A.	142,8
SQM Salar	135,5
Mantos de la Luna S.A.	73,9
Proacer Ltda.	62,5
Fundición Talleres Ltda.	20,8
Principales contratos de compra de energía y potencia	
Empresa Eléctrica Ventanas S.A. ⁽²⁾	1.849,9
Sociedad Eléctrica Santiago S.A. ⁽²⁾	622,6
TermoAndes S.A. ⁽²⁾	731,2
Energía Verde S.A. ⁽²⁾	77,2
Energía Coyanco S.A.	73,7

(1) Incluye energía redireccionada al mercado spot.

(2) Contrato intercompañía con AES Gener.

AES Gener es el principal generador termoeléctrico en el SIC, lo que otorga un alto nivel de seguridad a su suministro, con independencia de las condiciones hidrológicas

Contratos de peajes de AES Gener y filiales vigentes 2011

AES Gener cuenta con diversos contratos con terceros quienes utilizan los sistemas de transmisión de propiedad de AES Gener.

Entre estos se encuentran los suscritos con La Higuera, Puntilla y GNL Quintero entre otros. A su vez AES Gener, mantiene contratos con Chilectra y Transelec por el uso de sus sistemas de transmisión e instalaciones.

Sistema Interconectado Central

La potencia total instalada en el SIC, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC, alcanzaba al cierre de 2011 a 12.488 MW, equivalentes al

73% de la potencia total instalada de los sistemas SIC y SING en Chile. El 46,5% de esa potencia es hidroeléctrica, el 52,1% termoeléctrica y el 1,4% eólica.

La hidrología sigue siendo un factor relevante para el SIC, ya que la condición de los afluentes y el nivel inicial de los embalses determinan en gran medida el despacho de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

El año 2011 se inició con una disponibilidad 36,6% menor de energía hidráulica embalsada respecto del año anterior, alcanzando el 1° de enero de 2011, 4.481 GWh. Al término del año, el sistema contaba con agua embalsada suficiente para generar cerca de 4.576 GWh, 2,1% superior que al 31 de diciembre del año 2010. Sin embargo, es importante considerar que la energía embalsada del 2011 incluye 500 GWh de reserva hídrica de acuerdo a las estipulaciones realizadas en el decreto N°26 de racionamiento de energía, publicado el 27 de febrero de 2011 y extendido a través del decreto N°58 del 31 de agosto del 2001, para hacer frente a la sequía registrada en la zona centro sur durante el año 2011.

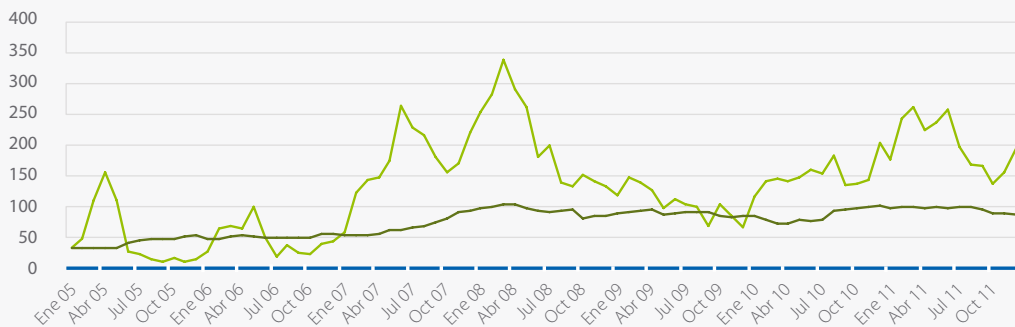


En 2011, el 44,7% de la demanda de energía anual fue abastecida por centrales hidroeléctricas, el 54,6% fue abastecida con generación termoeléctrica y el 0,7% restante con generación eólica. La producción total de energía eléctrica durante 2011 en el SIC alcanzó los 46.142 GWh, 6,7% superior a la registrada en el año 2010.

Durante el 2011, se mantuvo la condición hidrológica seca, debido a las escasas lluvias producidas, lo cual junto al aumento en los precios de los combustibles, principalmente diesel, produjo que el costo marginal registrara un precio promedio de 200,6 US\$/MWh, en contraste a los 154,6 US\$/MWh promedio del año 2010.

Precio de Nudo vs Costo Marginal de Energía SIC en Alto Jahuel 220 kV

US\$/MWh



* Valores nominales.

— Costo Marginal
— Precio Nudo

Costo marginal de energía en Alto Jahuel 220 kV

Mes	2006 [US\$/MWh]	2007 [US\$/MWh]	2008 [US\$/MWh]	2009 [US\$/MWh]	2010 [US\$/MWh]	2011 [US\$/MWh]
Enero	29,4	62,8	269,4	125,9	118,9	180,2
Febrero	71,9	134,6	300,0	154,7	144,6	248,8
Marzo	75,7	156,5	358,1	146,5	150,3	263,4
Abril	70,5	159,1	304,8	131,5	144,4	223,4
Mayo	108,4	188,5	270,8	102,2	150,3	246,9
Junio	52,9	284,1	184,6	116,3	163,7	257,4
Julio	19,3	246,5	202,5	107,1	157,4	195,7
Agosto	38,5	234,1	142,2	101,6	187,6	166,5
Septiembre	25,7	195,0	134,7	70,4	137,0	164,9
Octubre	23,4	166,2	156,8	107,6	139,2	134,9
Noviembre	41,6	181,9	149,4	87,1	147,3	153,4
Diciembre	48,0	234,3	140,1	68,4	213,9	171,2
Promedio	50,5	187,0	217,8	109,9	154,6	200,6

* Valores en dólares reales a diciembre de 2011.

Participación del Grupo AES Gener en el SIC

La capacidad de generación eléctrica del Grupo AES Gener en el SIC, al 31 de diciembre de 2011, fue de 2.356 MW. La matriz AES Gener aporta 997 MW, distribuidos en cuatro plantas hidroeléctricas y ocho plantas termoeléctricas. Las plantas hidroeléctricas Alfalfal, Maitenes, Queltehues y Volcán representan 271 MW, mientras que las centrales Ventanas con sus dos unidades, Laguna Verde TV (turbina a vapor), Laguna Verde TG (turbogas), la central Los Vientos TG, la central Santa Lidia TG, las centrales de cogeneración Constitución y Laja y la central Mostazal (turbogas), las tres últimas antes pertenecientes a la filial Energía Verde, forman parte de la capacidad termoeléctrica de AES Gener con 726 MW de potencia instalada.

El complejo termoeléctrico Renca, en tanto, cuenta con una potencia instalada de 479 MW y está conformado por las centrales termoeléctricas Renca y Nueva Renca, ambas pertenecientes a la filial Eléctrica Santiago.

Respecto a las centrales de las demás empresas del Grupo AES Gener presentes en el SIC la filial Eléctrica Ventanas aporta 272 MW a través de su central a carbón Nueva Ventanas. Por su parte, la coligada Guacolda aporta al sistema 608 MW mediante su central termoeléctrica Guacolda con sus cuatro unidades.

Durante el año 2011, el Grupo AES Gener vendió a sus clientes en el SIC y a otros productores del sistema, un total de 6.460 GWh, de los cuales 4.912 GWh fueron destinados a empresas distribuidoras. Los compromisos contractuales de AES Gener en el SIC vigentes al 31 de diciembre de 2011 disminuyeron un 24% respecto a los vigentes al cierre del año 2010 debido al vencimiento de algunos contratos.

Centrales termoeléctricas del Grupo AES Gener en el SIC

Potencia Instalada [MW]

AES Gener

Central Ventanas ⁽¹⁾	340,0
Central Laguna Verde TV	47,0
Central Laguna Verde TG	18,8
Central Los Vientos TG	132,0
Central Santa Lidia TG	139,0
Central Constitución	11,1
Central Laja	12,7
Central San Fco. de Mostazal TG	25,0

Eléctrica Santiago

Central Nueva Renca	379,0
Central Renca	100,0

Eléctrica Ventanas

Nueva Ventanas	272,0
----------------	-------

Guacolda

Central Guacolda ⁽²⁾	608,0
---------------------------------	-------

Total	2.084,6
--------------	----------------

(1) Unidad 1: 120 MW; Unidad 2: 220 MW.

(2) 4 unidades de 152 MW cada una.

Centrales hidroeléctricas del Grupo AES Gener en el SIC

Potencia Instalada [MW]

AES Gener

Alfalfal	178,0
Queltehues	49,0
Maitenes	30,8
Volcán	13,0

Total	270,8
--------------	--------------

A nivel anual, sin considerar un contrato con una distribuidora cuyo precio de venta durante 2011 fue a costo marginal, el 100% del total vendido a clientes fue cubierto con generación eficiente de AES Gener y filiales más las compras a otros productores del sistema en virtud de contratos vigentes de largo plazo que la empresa posee con EnorChile, Coyanco y KDM.

A partir del último trimestre del año, la filial de Energía Verde fue fusionada, para formar parte de AES Gener. Esta filial cuenta con contratos con CMPC Maderas y Aserraderos Arauco, los cuales ahora son cubiertos directamente por AES Gener. La generación anual suministrada a estos clientes fue de 39.5 GWh.

La generación de la central Nueva Renca fue bastante relevante para la zona central, debido a la adversa condición hidrológica del sistema y a las restricciones en transmisión, otorgando mayor seguridad al suministro de energía en el SIC. Los contratos de compra de GNL de corto plazo acordados con Metrogas aseguraron la disponibilidad de este combustible para la central, entregando 1.704 GWh al sistema con GNL y, adicionalmente produjo 293 GWh a petróleo diesel. La producción total fue un 4% mayor con respecto a la generación del año 2010.

En el año 2011, las centrales del Grupo AES Gener, incluyendo Guacolda, aportaron el 26% de la generación neta del SIC.

La generación de la central Nueva Renca fue relevante para la zona central, debido a la adversa condición hidrológica del sistema y a las restricciones en transmisión, otorgando mayor seguridad al suministro de energía en el SIC.

Balance de energía AES Gener en el SIC 2011

Energía [GWh]	
Producción neta	3.649,8
Compras	
CDEC-SIC	111,9
Intercompañía	2.478,0
Otras compras	88,6
Total compras	2.678,4
Ventas	
CDEC-SIC	426,5
Distribuidoras*	4.981,7
Clientes libres	940,9
Total ventas	6.349,0
Pérdidas del sistema	(20,8)

Balance de energía Eléctrica Santiago en el SIC 2011

Energía [GWh]	
Producción neta	1.996,6
Compras	
CDEC-SIC	33,5
Total compras	33,5
Ventas	
CDEC-SIC	778,8
Distribuidoras*	22,0
Intercompañía	622,6
Clientes libres	606,5
Total ventas	2.029,8
Pérdidas del sistema	0,3

* Las ventas a distribuidoras incluyen ventas realizadas para cumplir con compromisos asociados a un generador miembro del SIC que fue declarado en quiebra en septiembre de 2011.



Novedades relevantes del SIC

Nuevos contratos de suministro

Durante el año 2011, AES Gener inició suministro de varios contratos con clientes libres, incluyendo Anglo American para su Fundición Chagres y El Soldado y Los Bronces, a partir de enero, abril y octubre respectivamente, y con Papelera Norske Skog, que inició en enero. Por otra parte, también en enero, comenzó un segundo contrato de suministro con la distribuidora Chilectra, que fue adjudicado en la segunda licitación del año 2006.

Aumento de capacidad en el SIC

Durante el año 2011, AES Gener no agregó nueva capacidad al SIC. Sin embargo, la potencia instalada del sistema creció en 619 MW debido al término de proyectos de otros generadores, de los cuales 482 MW corresponde a generación hidroeléctrica, 107 MW térmica y 30 MW eólico. Dentro de los más relevantes se puede mencionar: La Higuera (160 MW, hidro), La Confluencia (163 MW, hidro), Chacayes (111 MW, hidro).

Sistema Interconectado del Norte Grande

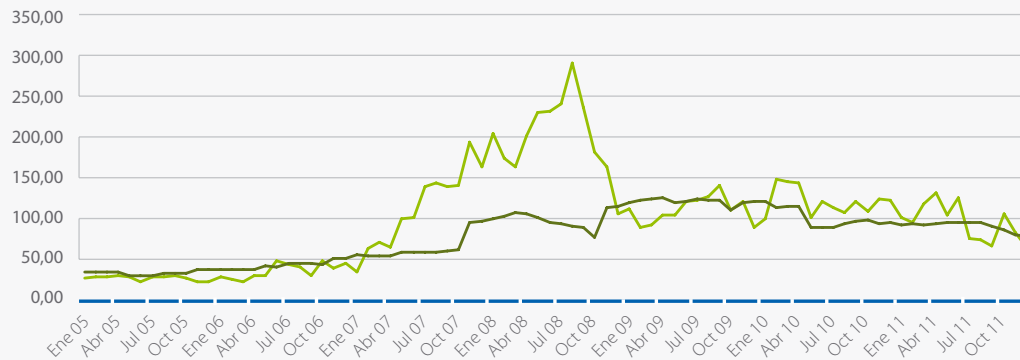
El SING se caracteriza por disponer de muy escasos recursos hídricos para la generación eléctrica, por lo que la potencia instalada del sistema, que al cierre de 2011 alcanzaba 4.580 MW, se basa 99,8% en generación termoeléctrica, a su vez compuesta en 46,2% por centrales a gas natural; 45,9% por centrales a carbón, y 7,8% por centrales a petróleo. Los centros de consumo están separados por grandes distancias y corresponden mayoritariamente a empresas mineras, algunas de ellas con un alto peso relativo respecto al consumo total del sistema.

La producción total de energía eléctrica durante 2011 en el SING alcanzó los 15.889 GWh, 5,2% superior a la registrada en el año 2010. El 69,8% de la demanda de energía anual en el SING fue abastecido por generación a carbón, 27,6% por generación a gas y 2,1% por generación en base a diesel o fuel-oil. Por su parte, el costo marginal promedio del sistema disminuyó desde 121,5 US\$/MWh en 2010 a 95,8 US\$/MWh en 2011 debido principalmente al ingreso de nuevas centrales generadoras al sistema tales como la central Angamos, de la filial Eléctrica Angamos con una capacidad instalada de 545 MW, la Central Térmica Andino y Hornitos, con una capacidad instalada de 169 MW y 170 MW respectivamente de la empresa E-CL.

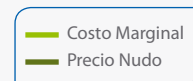
El costo marginal promedio del sistema disminuyó debido principalmente al ingreso de nuevas centrales generadoras al sistema, entre ellas la central Angamos.

Precio de Nudo vs Costo Marginal de Energía SING en Crucero 220 kV

US\$/MWh



* Valores nominales.



Costo marginal de energía en Crucero 220 kV

Mes	2007 [US\$/MWh]	2008 [US\$/MWh]	2009 [US\$/MWh]	2010 [US\$/MWh]	2011 [US\$/MWh]
Enero	35,5	204,5	111,8	100,6	101,6
Febrero	63,1	174,2	89,9	148,2	96,1
Marzo	71,9	163,9	91,8	144,5	118,6
Abril	64,9	201,1	104,7	143,9	131,9
Mayo	100,5	230,1	104,9	101,0	104,5
Junio	100,9	231,8	120,4	120,6	126,2
Julio	139,9	240,6	123,1	113,9	75,4
Agosto	143,3	290,8	127,4	108,0	74,5
Septiembre	139,0	235,7	140,1	121,7	66,1
Octubre	141,3	181,1	110,3	108,7	105,9
Noviembre	194,0	163,8	120,9	123,8	83,0
Diciembre	163,1	106,2	89,3	122,9	65,5
Promedio	113,1	202,0	111,2	121,5	95,8

* Valores en dólares reales a diciembre de 2011.

Participación del Grupo AES Gener en el SING

En el SING, el Grupo AES Gener cuenta con una capacidad de generación bruta de 1.465 MW, compuesta por el aporte de 277,3 MW de la central Norgener, de la filial del mismo nombre, de 642,8 MW de la central Salta, perteneciente a la filial TermoAndes y de 545 MW de la nueva central Angamos con sus dos unidades, de la filial del mismo nombre, las cuales comenzaron su operación comercial en el año 2011. La central Salta de la filial TermoAndes, ubicada en la provincia argentina de Salta, se encuentra conectada al SING a través de una línea de transmisión en 345 kV de 408 kilómetros de longitud, que une la subestación Salta con la subestación Andes, en la II Región. Adicionalmente, parte de la central TermoAndes está conectada al sistema argentino.

Las centrales de carbón de AES Gener, Norgener y Angamos, cuentan con sistemas de almacenamiento de energía BESS (Battery Energy Storage System) que les permite reemplazar una porción de su reserva base, aumentando su potencia máxima de despacho. El BESS de la central Norgener de 12 MW fue instalado en la

subestación Andes del SING, mientras que el BESS de la central Angamos, de 20 MW en total, le permitirá almacenar 10 MW por cada unidad y fue instalado en la subestación Angamos 220 kV.

Durante 2011, las centrales Norgener, Angamos y Salta aportaron al SING una producción bruta de 2.225 GWh, de 1.988 GWh y de 734 GWh, respectivamente, equivalentes al 31,1% de la producción total del SING. Salta presentó una disminución de generación de 224 GWh con respecto al año 2010 asociado con restricciones de suministro de gas durante el invierno. Adicionalmente, en el año 2011, TermoAndes vendió 2.551 GWh en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) lo que representa 2,25% de la generación total del sistema.

En el SING, AES Gener adquirió 731,2 GWh netos de generación de la central Salta en la subestación Andes, y en términos anuales vendió 643,3 GWh neto en el mercado spot. El consumo total del cliente de AES Gener, Minera Mantos de la Luna, alcanzó 73,9 GWh durante el año 2011.

Por su parte, Norgener generó un total de 2.076 GWh netos, y en términos anuales netos realizó ventas en el mercado spot por un total de 219 GWh. El consumo total anual de sus clientes SQM Nitratos, SQM Salar, Minera Escondida y Minera Ministro Hales fue de 1.885 GWh.

Finalmente, Angamos generó un total de 1.787 GWh netos, y dado que su operación inició con anterioridad al inicio de sus contratos de suministro, realizó ventas en el mercado spot por un total de 1.476 GWh. Cabe señalar que estos valores incluyen generación y ventas durante el período de pruebas de la central. El consumo total anual de sus clientes Minera Escondida y Spence fue de 250 GWh.

Centrales Termoeléctricas del Grupo AES Gener en el SING

Potencia Instalada [MW]

Norgener	
Central Norgener ⁽¹⁾	277,3
Angamos	
Central Angamos ⁽²⁾	545,0
Termoandes	
Central Salta	642,8
Total	1.465,1

(1) Unidad 1: 136,3 MW; Unidad 2: 141 MW.

(2) 2 unidades de 272,5 MW cada una.



Balance de energía AES Gener en el SING 2011

Energía [GWh]	
Producción neta	731,2
Compras	
CDEC-SING	46,5
Total compras	46,5
Ventas	
CDEC-SING	643,3
Clientes libres	73,9
Total ventas	717,2
Pérdidas del sistema	60,5

Balance de energía Norgener en el SING 2011

Energía [GWh]	
Producción neta	2.075,5
Compras	
CDEC-SING	75,6
Total compras	75,6
Ventas	
CDEC-SING	219,0
Clientes libres	1.884,8
Total ventas	2.103,8
Pérdidas del sistema	47,3

Balance de energía Angamos en el SING 2011*

Energía [GWh]	
Producción neta	1.786,9
Compras	
CDEC-SING	-
Energía redireccionada (contrato minera Escondida)	480,6
Total compras	480,6
Ventas	
CDEC-SING	1.476,4
Clientes libres	728,5
Total ventas	2.204,9
Pérdidas del sistema	62,6

* Incluye generación y ventas durante el período de pruebas de la central.

Novedades relevantes del SING

Puesta en servicio central Angamos

En el año 2011, comenzó la operación comercial de la central a carbón perteneciente a la filial Eléctrica Angamos, la primera en entrar en operación en el SING después de 10 años. La primera unidad comenzó su operación el 11 de abril, y la segunda unidad el 10 de octubre, con una capacidad instalada total de 545 MW. Por otra parte, se concluyeron los trabajos para la implementación del BESS, el cual aportará una capacidad de almacenamiento de 20 MW entre ambas unidades y que empezó a estar operativo a fines del 2011.

Contratos de suministro con empresas mineras

Durante el año 2011, la filial Eléctrica Angamos comenzó, luego de su operación comercial, dos contratos de suministro con filiales de BHP Billiton, con Minera Escondida Ltda. con un contrato a largo plazo que comenzó con 110 MW contratados a partir de junio, y que se irá incrementando hasta llegar a 340 MW a partir de mediados del año 2012 y con Minera Spence, con 90 MW contratados a partir de octubre del 2011.

Por otra parte, en agosto se dio inicio al contrato de suministro correspondiente a la División Ministro Hales entre la Corporación Nacional del Cobre y la filial Norgener. Este contrato inició en agosto de 2011 por 99 MW.

Participación del grupo AES Gener en el SADI

Durante el año 2011, la central Salta de TermoAndes operó normalmente con las dos unidades turbogas al

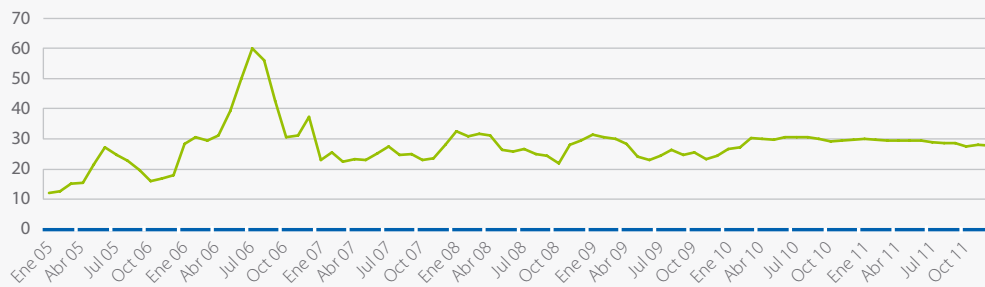
En el año 2011, comenzó la operación comercial de la central a carbón perteneciente a la filial Eléctrica Angamos, la primera en entrar en operación en el SING después de 10 años.

SADI argentino y la unidad turbovapor al SING chileno operando en esa configuración con gas natural la mayor parte del año. Cabe señalar que en los meses de invierno, entre mayo y principios de septiembre, dada la menor disponibilidad de gas en Argentina, TermoAndes generó exclusivamente hacia el SADI, con la mitad de su potencia instalada. Adicionalmente, desde mediados de diciembre, la TV fue conectada hacia el SADI, quedando la totalidad de la central conectada hacia ese mercado.

Por otro lado, en febrero del 2011, se logró la aprobación por parte de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de Argentina de los contratos de "Disponibilidad de Potencia" entre generadores plus. Esta iniciativa de TermoAndes permitirá el respaldo entre generadores plus en caso de no encontrarse despachados, aumentando las ventas a contratos. A su vez, TermoAndes logró incrementar la potencia contratada por clientes desde aproximadamente 120,1 MW en 2010 a 206,8 MW en 2011 pasando de 80 a 364 contratos a diciembre del 2011, aumentando las ventas de 32,9 GWh a 96,1 GWh y posicionándose como líder del mercado con una participación del 32,7%.

Durante el año 2011, la central Salta vendió 3.281,7 GWh, de los cuales 3.280,7 GWh fueron generados con gas natural y 1,0 GWh con gasoil. La generación entregada al SADI fue 2.550,5 GWh y 731,2 GWh al SING. En el SADI, 914,2 GWh fueron vendidos a clientes y 1.636,3 GWh al mercado spot.

Precio de Energía Mercado Argentino US\$/MWh



* Valores nominales.

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Descripción General

Desde el año 1994, el sector eléctrico en Colombia permite la participación privada en los diferentes negocios de la cadena en un marco de competencia de mercado para la generación y comercialización de energía eléctrica, y un ambiente regulado para la transmisión y distribución.



Las distintas actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por la Ley de Servicios Públicos, Ley 142 de 1994, y la Ley Eléctrica, Ley 143 de 1994. Asimismo, las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El mercado de energía mayorista inició operaciones en julio de 1995 y a partir de ese momento las empresas generadoras deben hacer diariamente su oferta de precios y disponibilidad en un ambiente de competencia.

En el mercado existen dos tipos de clientes: no regulados y regulados. Los clientes no regulados pueden realizar negociaciones libremente con las empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras. El consumo mínimo que deben tener los clientes no regulados son de 100 KW o 55.000 KWh-mes. El consumo de los clientes regulados puede ser abastecido por empresas comercializadoras o distribuidoras y su energía se debe adquirir por medio de convocatorias públicas en las que se establecen contratos bilaterales que normalmente van de uno a tres años de duración.

Política comercial

La estrategia comercial de AES Chivor busca la maximización del margen comercial reduciendo la volatilidad del mismo. Para lograr este objetivo se lleva a cabo una gestión integral del riesgo comercial que busca para cada año un nivel deseado de contratos bilaterales de acuerdo con el perfil de generación de la planta y una política de riesgo de crédito de clientes.

El 2011, trajo retos importantes para AES Chivor en el desarrollo de estrategias para dar valor agregado al margen, incluyendo la búsqueda constante de optimización del uso del agua dada la volatilidad hidrológica y de los precios de bolsa, venta de energía en contratos de energía, ventas de respaldo de energía firme para cubrir mantenimientos de algunas plantas del sistema y coberturas adicionales a través del mercado de Derivados de Energía DERIVEX (en lo cual AES Chivor obtuvo el 55% de la participación de mercado).

Asimismo, se realizó la actualización de la metodología y el modelo de nivel óptimo de contratos y de riesgo de crédito, así como la inclusión de una lista de valores en riesgo (VaR por sus siglas en inglés, Value at Risk) aceptables tanto para mercado como para crédito, consiguiendo con ello una adecuada administración de los riesgos y convirtiéndose AES Chivor en una de las empresas pioneras en incluir este tipo de controles en el sector real.

La exitosa aplicación de estas estrategias comerciales y de administración de riesgos permitió lograr un crecimiento en el margen comercial de AES Chivor de 11,7% (US\$27,2 millones) con respecto al año 2010.

Participación global en el SIN

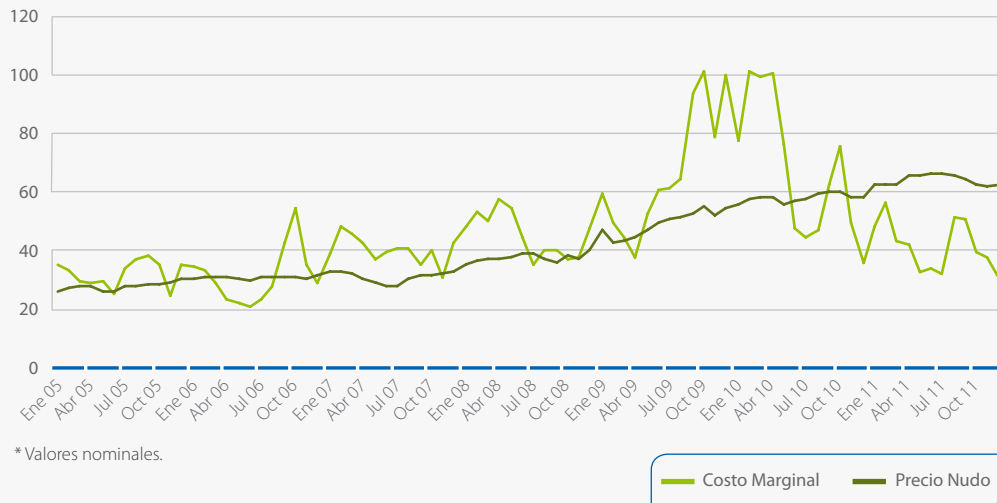
El sistema eléctrico colombiano está estructurado en torno a un único Sistema Interconectado Nacional (SIN), que al 31 de diciembre de 2011 contaba con una capacidad instalada efectiva de 14.408 MW. De este total, el 68,0% corresponde a generación hidroeléctrica, 31,5% a generación termoeléctrica y 0,5% a generación alternativa. La demanda de energía durante 2011 alcanzó los 57.150 GWh, registrándose un crecimiento de 1,8% con respecto a la demanda de 2010. Excluyendo el mantenimiento mayor del principal consumidor industrial, Cerromatoso, el crecimiento del SIN fue 2,3%

Las transacciones internacionales de energía TIES con Ecuador y las exportaciones a Venezuela, permitieron a Colombia continuar siendo exportador, con un valor aproximado de 1.543 GWh, que representan 2,6% de la demanda atendida por el parque generador colombiano, importando sólo 8,2 GWh.

La exitosa aplicación de las estrategias comerciales y de administración de riesgos durante 2011 permitió lograr un crecimiento en el margen comercial de AES Chivor de 11,7%.

Precio de Energía Mercado Colombiano

US\$/MWh



Participación del Grupo AES Gener en el SIN

AES Chivor posee la tercera mayor central hidroeléctrica del país, con una capacidad instalada de 1.000 MW. Durante 2011, los aportes hidrológicos a su embalse La Esmeralda correspondieron al 125% del promedio histórico multianual. Al finalizar el año, el nivel del embalse alcanzó el 97% de su capacidad útil.

La producción de energía neta de AES Chivor durante el período alcanzó los 5.338 GWh (9.1% del total de generación del país). Se comercializaron 7.130 GWh, de los cuales 3.558 GWh fueron transados a través de la bolsa de energía y los restantes 3.572 GWh mediante contratos de mediano plazo.

Novedades relevantes del SIN

Año hidrológico en Colombia

El año 2011, estuvo influenciado por el fenómeno de La Niña. Durante el primer semestre finalizó el evento iniciado a mediados del año 2010. Hubo un patrón de normalidad durante el tercer trimestre del año, sin embargo el fenómeno resurgió nuevamente durante los últimos tres meses de 2011, aunque con una intensidad en océano y atmósfera menor a la que se tuvo durante la primera fase. El impacto de este fenómeno de La Niña

Centrales del grupo AES Gener en Colombia

Potencia instalada [MW]

AES Chivor	1.000,0
Total	1.000,0

Balance energía AES Chivor 2011

	Energía [GWh]
Producción neta	5.338,4
Compras	
Compras	1.777.2
Total compras	1.777.2
Ventas	
Contratos	3.571.7
Spot	3.557.8
Total ventas	7.129,5
Pérdidas del sistema	(13,9)

para todo el año 2011 ha sido el de mayor afectación para el Sistema Colombiano durante los últimos 80 años. Los caudales afluentes de la cuenca de AES Chivor fueron del 125% de la media histórica siendo este el segundo año más húmedo de los últimos 33 años, mientras que para el agregado nacional el caudal afluente fue del 135% de la media histórica.

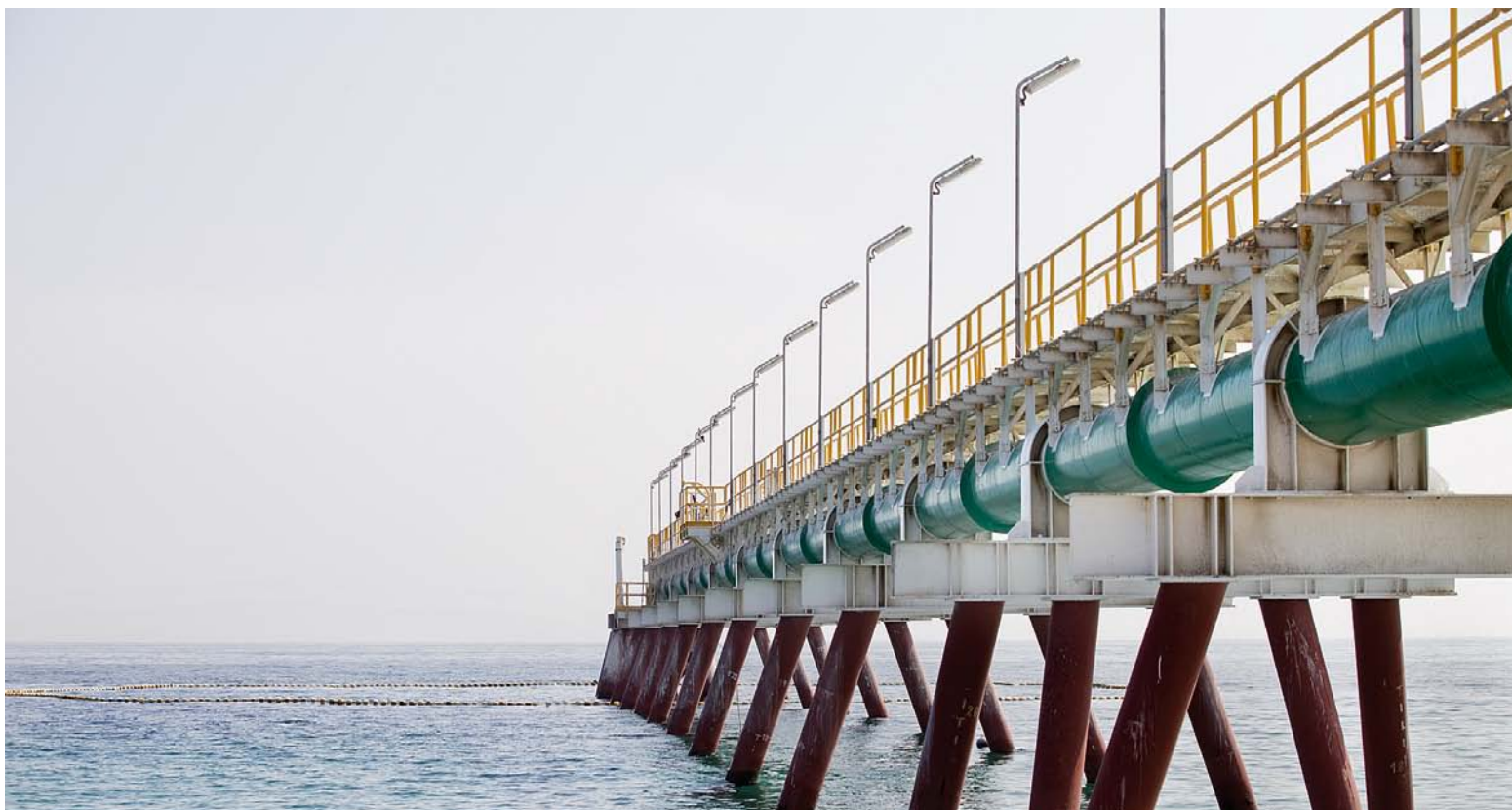
NEGOCIOS NO ELÉCTRICOS

Además de sus actividades propias en los sectores eléctricos de Chile, Colombia y Argentina, al 31 de diciembre de 2011, AES Gener tiene una participación minoritaria en las compañías GasAndes y GasAndes (Argentina), del ámbito del transporte de gas natural.

Estas empresas coligadas son propietarias y operadoras del gasoducto que une La Mora, en Argentina, con Santiago, en Chile. El ducto recorre un total de 463 kilómetros, 314 kilómetros en el lado argentino y 149 kilómetros

en el lado chileno, y fue el primero en ponerse en servicio entre ambos países, en agosto de 1997.

Al 31 de diciembre de 2011, la participación accionaria de AES Gener en GasAndes y GasAndes (Argentina) es de 13%.







57

Gestión de
Operación y
Mantenimiento

NEGOCIOS ELÉCTRICOS EN CHILE

Durante el año 2011, los esfuerzos de la Dirección de Producción de AES Gener estuvieron centrados en intensificar la prevención de accidentes, reforzar el cuidado del medio ambiente y desarrollar las actividades en forma sustentable, considerando los intereses de las comunidades en las cuales la Compañía participa.

A adicionalmente, se realizaron importantes esfuerzos orientados a disminuir la tasa de salida forzada de las unidades generadoras, y a incrementar la disponibilidad de las mismas, esfuerzos que se vieron reflejados en una mejora significativa de los indicadores.

En paralelo, se trabajó intensamente en adecuar la organización y sus profesionales a los requerimientos de una gestión de operación y mantenimiento más moderna y sofisticada, alineados con la nueva Política de Gestión de Activos definida por AES Gener, en la cual es fundamental la visión integrada con las restantes áreas de la empresa (entre ellas Finanzas y Comercial), el seguimiento estricto de indicadores de gestión alineados con los objetivos de

las personas, y la mejora continua llevada a cabo a través del conjunto de herramientas incluido en la iniciativa denominada "APEX" (AES Performance Excellence).

En la misma línea, durante el año 2011 se dio inicio al proyecto "Genera", orientado a obtener la certificación ISO 14.001 y OHSAS 18.001 e ISO 9.001, en los plazos y la medida adecuada a la realidad de cada una de las plantas.

Asimismo, es digno de destacar el trabajo intenso realizado por la Dirección de Producción, en conjunto con el área de Ingeniería y Construcción, con el propósito de lograr la exitosa entrada en operación comercial de la central Angamos en el SING.

AES Gener

Centrales Termoeléctricas

Las unidades termoeléctricas de AES Gener son las Unidades N°1 y N°2 de central Ventanas, las dos unidades a vapor de la central Laguna Verde, y las turbinas a diesel de la central Laguna Verde, central Los Vientos y central Santa Lidia.

Adicionalmente en noviembre de 2011, la totalidad de los activos y pasivos de la filial Energía Verde fueron fusionados con la matriz, AES Gener. Las operaciones comprenden dos centrales de biomasa: Constitución de 11,1 MW y Laja de 12,7 MW que operan con biomasa forestal, principalmente aserrín y corteza, y la central San Francisco de Mostazal de 25,0 MW (turbogas) que opera con diesel.

Durante el año 2011, las Unidades N°1 y N°2 de central Ventanas se mantuvieron en servicio en forma prácticamente continua, con la sola excepción de los períodos de mantenimiento programados para el año. En este contexto, a la Unidad N°1 de Ventanas se le realizó un mantenimiento menor de 10 días de duración. Por su parte, la Unidad N°2 de central Ventanas se llevó a cabo un completo reacondicionamiento de turbina, generador y sistemas auxiliares, incluyendo también el lavado químico de la caldera, y el reemplazo de tubos de caldera. Este mantenimiento de la Unidad N°2 tuvo una duración de 65 días. Es importante destacar la mejora (disminución) de la tasa de salida forzada (EFOR) observada durante este año en la central Ventanas, al compararla con la obtenida en años anteriores, o con unidades de similares características existentes en el mundo, resultando una tasa de salidas forzadas de 2,0% para la Unidad N°2 y de sólo 1,1% para la Unidad N°1. La generación neta acumulada para el año entre ambas unidades ascendió a 2.182 GWh.

En octubre del 2011, la central Los Vientos modificó su punto de inyección a una modalidad de entrega de energía directa (o "expresa") en la barra de Cerro Navia 110 kV, con lo que se logró una inyección de su generación en forma directa a una barra de alto consumo. Con ello, la unidad turbogeneradora (TG) a diesel de la central Los Vientos incrementó su despacho durante los últimos meses del año, generando 44,2 GWh durante el año 2011. La unidad TG a diesel de la central Santa Lidia, operó con mayor frecuencia, principalmente en el contexto del Decreto de Racionamiento y para conservar la reserva hídrica en el SIC, generando 146,1 GWh durante los meses de febrero a agosto del año 2011.

Por su parte, la TG a diesel de la central San Francisco de Mostazal generó este año 15,9 GWh mientras que la TG a diesel de la central Laguna Verde operó este año sólo muy ocasionalmente, respondiendo plenamente a su rol de unidad de respaldo, generando un total de 1,54 GWh en el año.

Respecto a las unidades a vapor de la central Laguna Verde es de particular importancia destacar el exitoso proceso de conversión del combustible a ser utilizado en sus calderas, de carbón a petróleo diesel, permitiendo una sustancial reducción en sus emisiones.

Durante el año 2011, las centrales Laja y Constitución generaron a partir de biomasa un total de 82,9 GWh netos, en tanto que la venta de vapor a clientes del sector forestal fue similar al año 2010, alcanzando la suma de 474.000 toneladas, lo que equivale a 51,5% del vapor total generado en las plantas.

En octubre del 2011, la central Los Vientos modificó su punto de inyección a una modalidad de entrega de energía directa (o "expresa") en la barra de Cerro Navia 110 kV, con lo que se logró una inyección de su generación en forma directa a una barra de alto consumo.

La central Santa Lidia, operó con mayor frecuencia, principalmente en el contexto del Decreto de Racionamiento.

En septiembre de 2011, se renovó el contrato de suministro de vapor y energía con el cliente CMPC Maderas por 12 años, dando continuidad a la operación de central Laja. El contrato de venta de vapor que tenía Energía Verde con Compañía Papelera del Pacífico llegó a su fin en junio de 2011, motivo por el cual la caldera generadora de vapor de la central San Francisco de Mostazal fue vendida a dicha empresa.

Continuando con el compromiso de la Compañía en los aspectos de medio ambiente y seguridad, se dio inicio al proyecto de diseño e implementación del Sistema de

Gestión Integrada bajo la norma ISO 14.001 y OHSAS 18.001. En el ámbito de seguridad, en la central Ventanas se alcanzó un récord de más de 2.000.000 de horas hombre trabajadas sin accidentes con tiempo perdido.

En el aspecto ambiental, en el año 2011 también fue destacable la auditoría de seguimiento ambiental aprobada en el mes de diciembre 2011 de acuerdo a la Norma ISO 14.001:2004 para las plantas de Laja y Constitución, sujetas a auditorías de verificación anuales, con lo que se continúa consolidando el compromiso con el medio ambiente de estas unidades de energía renovable no convencional, haciéndolo parte integrante de sus procesos productivos.

Adicionalmente, se destaca durante el año la certificación a nivel interno de la Compañía del Sistema de Gestión de Activos Físicos (AMF) a Nivel 3, denominado "Proactivo", iniciativa que tiene como objetivo optimizar el ciclo de vida de los activos de generación de las plantas de AES Gener.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Ventanas 1 ⁽¹⁾	Ventanas, V región	1964	carbón-vapor	1	120,0	9.952	90,2	91,3
Ventanas 2 ⁽¹⁾	Ventanas, V región	1977	carbón-vapor	1	220,0	10.068	66,5	79,0
Laguna Verde ⁽¹⁾	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1939-1949	diesel-vapor	2	47,0	17.821	19,6	86,4
Laguna Verde ⁽¹⁾	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1990	diesel – TG	1	18,8	11.419	99,1	99,9
Los Vientos ⁽¹⁾	Las Vegas, Llay-Llay, V Región	2007	diesel – TG	1	132,0	11.549	97,3	98,7
Santa Lidia ⁽¹⁾	Cabrero, VIII Región	2009	diesel – TG	1	139,0	11.419	91,4	97,4
San Francisco de Mostazal ⁽²⁾	San Fco. de Mostazal, VI Región	2002	diesel – TG	1	24,0	13.366	99,8	98,4
Constitución ⁽²⁾	Constitución, VII Región	1995	cogeneración con biomasa	1	23,0	17.022	94,9	97,8
Laja ⁽²⁾	Cabrero, VIII Región	1995	cogeneración con biomasa	1	12,7	16.413	96,2	97,3

(1) Estas instalaciones son propiedad de AES Gener.

(2) Al 31 de Diciembre de 2010 estas instalaciones eran propiedad de la filial Energía Verde, y después de la fusión, al 31 de Diciembre de 2011 son propiedad de AES Gener.



Centrales hidroeléctricas de pasada

Las centrales de generación hidroeléctrica de AES Gener son todas "de pasada", es decir, no poseen embalse, lo que minimiza el impacto en su entorno. Las centrales hidroeléctricas de pasada representan el 11% de la potencia que AES Gener tiene instalada en el SIC (incluyendo filiales y coligadas).

Las centrales hidroeléctricas de pasada se mantuvieron en servicio en forma prácticamente constante durante todo el año 2011. La generación neta anual de las cuatro centrales fue de 1.184 GWh, lo que representa un 18% menos respecto del año 2010. Esta disminución se explica principalmente por la presencia del fenómeno de La Niña, lo cual trajo escasez en la precipitación pluvial y nival durante el período invernal del año 2011, y bajas temperaturas medias en el período de primavera – verano, reduciendo los aportes por derretimiento de la nieve acumulada en invierno.

El complejo Cordillera, como se denomina al conjunto de centrales hidroeléctricas de pasada de AES Gener, centró sus actividades en la búsqueda permanente de la Excelencia Operacional. Desde el punto de vista de mantenimiento se destaca el cambio del gobernador electrónico de la Unidad N°1 de Alfalfal, equipo crítico de esta central, con lo cual, se espera una mejora en la disponibilidad de ésta. Adicionalmente se realizó el vaciado del Canal Volcán, después del último realizado en el año 2001, actividad

que permitió reparar derrumbes internos y aumentar la generación del complejo.

El Complejo Cordillera lideró dentro de AES Gener la migración de toda la información interna al sistema manejador de contenidos denominado LIVELINK, lo que permitirá mejorar la operación y la mantención del Complejo, al disponer de una mejor base de administración de la información, y de mejores herramientas para su búsqueda y organización.

En el período de deshielo 2011-2012 se puso en servicio un rodete con 100% de recubrimientos duros, realizado mediante la aplicación robotizada. Originalmente los rodetes lograban turbinar como máximo 120.000 toneladas de sedimento, en tanto que con esta aplicación robotizada se logró llegar a 160.000 toneladas de sedimento turbinado. Se obtuvo el objetivo esperado, el cual significa aumentar el tiempo de operación de los rodetes en servicio, con el consiguiente aumento en generación e ingresos. Cabe señalar que la disponibilidad agregada de las cuatro centrales fue de 94,9%, en tanto que el EFOR fue de sólo 0,06%.

Las centrales hidroeléctricas de pasada representan el 11% de la potencia que AES Gener tiene instalada en el SIC.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Maitenes	Los Maitenes, Cajón Río Colorado, R.M.	1923-1989 ⁽²⁾	francis	5	30,8	92,3	97,5
Queltehues	Los Queltehues, Cajón Río Maipo, R.M.	1948	pelton	3	48,9	96,9	97,0
Volcán	Cajón Río Maipo, R.M.	1949	pelton	1	13,0	99,7	96,4
Alfalfal	Cajón Río Colorado, R.M.	1991	pelton	2	178,0	93,8	93,8

Estas instalaciones son propiedad de AES Gener.

Centro de despacho de carga, y operación y mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión en el SIC

Dentro de los principales logros del año 2011, se debe mencionar la exitosa finalización de instalación de fibra óptica del tipo OPGW en las líneas Ventanas – San Pedro y Las Vegas – Cerro Navia de 110 kV, completándose de esta manera una sólida red de comunicaciones de más de 137 km de fibra óptica desde central Ventanas hasta la subestación Cerro Navia, dando así el necesario respaldo a las comunicaciones de voz y datos del sistema Costa, Valle y Centro. Asimismo, se concluyó con el refuerzo de la línea San Pedro – Quillota 110 kV, dejando tendido y disponible el circuito N°2 para una futura conexión.

Adicionalmente, durante el año se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones que pertenecen directamente a AES Gener, se reemplazó el 65% del conductor de la línea Queltehues – La Laja 110 kV y se instaló un nuevo desconectador en subestación Las Vegas 110 kV, el que permitió la conexión directa (o “expresa”) de la central Los Vientos a la subestación Cerro Navia 110 kV. Además, se concluyó la instalación del transformador de 50 MVA de 110/12 kV en la subestación Laguna Verde y la instalación y puesta en servicio del sistema de vigilancia remota OMNICAST en todas las subestaciones de propiedad de AES Gener.

En relación a estudios del sistema eléctrico, se realizaron estudios estáticos y dinámicos, como también de ajustes de protecciones, los cuales permitieron la conexión anticipada de la central Nueva Ventanas al sistema de 220 kV, y la conexión expresa de central Los Vientos en subestación Cerro Navia 110 kV. Esto último permitió dar mayor seguridad y flexibilidad a la operación del SIC.

En relación al Sistema de Gestión Ambiental, se avanzó en el cumplimiento de todas las etapas necesarias para obtener con éxito su re-certificación bajo norma ISO 14.001 durante el año 2011. En cuanto al énfasis en la seguridad laboral, se continuó impulsando la política de cero accidentes de personal propio y de contratistas, no registrándose ningún accidente durante el presente año.

Cabe destacar que durante el apagón que afectó al SIC el día 24 de septiembre, el Centro de Despacho de AES Gener aplicó de forma rigurosa y sin errores el Plan de Recuperación de Servicio, motivo por el cual la SEC

absuelve de responsabilidad a AES Gener de los errores cometidos en la recuperación de servicio, fallas en las instalaciones de transmisión o sistema Scada.

Líneas de transmisión y subestaciones de AES Gener

Tipo de Circuito *	Voltaje (kV)	AES Gener (km)
Simple	220	1
Doble	220	73
Simple	110	4
Doble	110	249

Total 327

AES Gener	
Subestaciones *	Alfalfal Maitenes, Queltehues La Laja Punta de Peuco Pachacama San Pedro Ventanas 110 kV Ventanas 220 kV Autotransformador 220/110kV Ventanas Torquemada Laguna Verde
Paños o acometidas a S/E de otras empresas	Los Almendros Florida Cerro Navia 110 kV Las Vegas La Calera Miraflores

* Estas instalaciones son propiedad de AES Gener.

Se continuó impulsando la política de cero accidentes de personal propio y de contratistas, no registrándose ningún accidente durante el presente año.



Eléctrica Santiago

Eléctrica Santiago realiza sus operaciones a través de la central de ciclo combinado Nueva Renca, la que cuenta con una potencia bruta instalada de 379 MW y utiliza gas natural licuado y diesel indistintamente como combustible principal, y gas propano para los quemadores de ductos, y de la central Renca, la que cuenta con dos turbinas a vapor que utilizan diesel como combustible, con una potencia bruta de 100 MW entre ambas.

Un gran desafío resuelto exitosamente durante el año 2011 fue que las operaciones y el mantenimiento se llevaron a cabo con personal propio, ya que a fines del año 2010 se había reducido en forma relevante el alcance y los costos del contrato que Eléctrica Santiago tenía con Sigen S.A., filial de General Electric.

El mantenimiento mayor realizado en 2011 al ciclo combinado, se realizó en un tiempo muy inferior al planeado, ya que se había considerado 75 días y fue concluido en menos de 50 días, realizándose adicionalmente en forma exitosa la reparación de la filtración de vapor de

la turbina de central Nueva Renca, recuperándose así la total capacidad de generación a esta unidad.

Durante 2011 central Nueva Renca continuó operando con GNL y diesel, logrando una confiable operación dual. De esta forma, utilizando tanto gas natural proveniente del terminal GNL de Quintero, como combustible diesel, la central Nueva Renca registró en el año 2011 una generación neta de 1.974 GWh, con 5.839 horas de servicio con gas natural y 1.145 horas de servicio con combustible diesel. La generación neta registrada por central Nueva Renca en el año 2011 fue 7% superior al año anterior, debido principalmente a la mayor disponibilidad de GNL y los altos costos marginales en el SIC.

Durante el año 2011, Eléctrica Santiago re-certificó ISO 14.001 por los próximos 3 años, auditoría realizada por Bureau & Veritas. En cuanto al énfasis en la seguridad laboral, se continuó impulsando la política de cero accidentes de personal propio y de contratistas.

La central Renca, por su parte, operó 533 horas durante el año 2011, totalizando una generación neta de 22 GWh. Estas horas de despacho se registraron entre los meses de febrero y junio del 2011 a causa de un requerimiento de generación local en el centro de carga del SIC, por restricciones en el sistema de transmisión y reserva hídrica.

Otro hecho destacable durante el año 2011, fue que se consiguió que ambas unidades de central Renca quedaran disponibles con toda su capacidad de generación (50 MW cada una), aumentando la potencia firme en 4,6 MW.

Adicionalmente a fines del año 2011, fue implementado el sistema de Telecontrol de las centrales Los Vientos y Santa Lidia centralizando la operación y supervisión en central Nueva Renca, operándose bajo esta modalidad en los meses de noviembre y diciembre.

Durante 2011 central Nueva Renca continuó operando con GNL y diesel, logrando una confiable operación dual.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1962	turbina vapor	2	100	15.788	82,9	85,3
Nueva Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1997	ciclo combinado	1	379 ⁽¹⁾	7.167	87,3	82,1

Estas instalaciones son propiedad de Eléctrica Santiago.

(1) La potencia de Central Nueva Renca es de 355 MW operando con diesel y de 379 MW operando con gas natural.

Eléctrica Ventanas

El año 2011 constituyó para central Nueva Ventanas su segundo año de operación comercial, mostrando durante el año indicadores operacionales muy satisfactorios, alcanzándose una generación neta acumulada de 1.855 GWh y un EFOR de sólo 1,9%, realmente destacable para una central térmica a carbón en su segundo año de operación. La disponibilidad, que alcanzó un 87,6%, se vio afectada por el primer mantenimiento general de la unidad, llevado a cabo en sólo 29 días y con excelentes resultados.

Durante el desarrollo de este primer mantenimiento general se realizaron trabajos en la turbina, generador, caldera y sistemas de auxiliares, siendo de particular relevancia que se aprovechó este período de mantenimiento para resolver prácticamente la totalidad de los reclamos de garantía que se encontraban pendientes de ejecución por necesidad de ser realizados con la unidad fuera de servicio.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Nueva Ventanas	Ventanas, V Región	2010	carbón-vapor	1	272	9.576	93,4	87,5

Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Ventanas.

Guacolda

Guacolda posee cuatro unidades en Huasco, Región de Atacama, que operan con carbón y que totalizan 608 MW de potencia bruta. A mediados de octubre de 2011 se dio inicio al mantenimiento mayor de la Unidad N°2, trabajo de gran complejidad y extensión, que incluyó además el reemplazo del recalentador terciario y el cambio del Sistema de Control Distribuido (DCS) por uno más moderno y versátil.

Durante el año 2011, la generación bruta de Guacolda alcanzó a 4.695 GWh, lo que comparado con los 4.483 GWh del año 2010, representa un aumento del 4,7%. Durante este período, la potencia media bruta fue de 590 MW, en tanto que la disponibilidad de la central fue de un 90%.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Guacolda	Huasco, III Región	1995-1996-2009-2010	carbón-vapor	4	608	9.321	91,8	90,0

Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Guacolda.

Eléctrica Angamos

La central Angamos fue la primera central en entrar en servicio en el SING después de diez años. Es la planta a carbón de sudamérica más moderna en el uso de tecnología de última generación en abatimiento de emisiones y reducción del uso de agua de mar, cumpliendo ampliamente con todas las normas legales vigentes en cuanto a emisiones, calidad de sus efluentes líquidos y nivel de ruido. Considerando la característica sísmica de Chile, la central Angamos cuenta con un diseño que le permite soportar terremotos de mediana intensidad sin salida forzada.

Las fases de construcción y puesta en marcha fueron concluidas en forma exitosa antes de lo planificado, permitiendo dar inicio a la operación comercial de la Unidad N°1 el 11 de abril, y el 10 de octubre para la Unidad N°2, lo que permitió inyectar 1.285 GWh al SING durante el año 2011, de manera confiable, segura y sustentable.

La transición de la fase proyecto a la fase de operación comercial puede ser catalogada de exitosa, no habiéndose registrado accidentes con tiempo perdido ni de personal de planta ni de empresas contratistas colaboradoras durante el año 2011, y habiéndose logrado durante el año 2011 una disponibilidad de 95% con un EFOR de 2,5%, con sólo 6 salidas intempestivas.

El trabajo en equipo y el énfasis en la Excelencia Operacional fueron factores claves que permitieron el cumplimiento de las metas y de los buenos resultados del complejo durante el primer año de operación comercial. Angamos hoy trabaja bajo estándares de Gestión de Activos de acuerdo a PAS 55, la cual fue adaptada por AES Gener con el nombre de Asset Management Framework (AMF) y en que Angamos certificó en octubre de 2011. Durante el año 2011 se trabajó intensamente en la implementación de los estándares ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18001,

normas que están programadas para ser certificadas en abril de 2012. La certificación de las 3 normas en conjunto con AMF encamina a Angamos a ser una empresa de clase mundial.

Un hito importante a destacar fue el incremento de la capacidad máxima de cada unidad de Angamos con respecto a la esperada según contrato de construcción, de 259 MW a 272 MW, tras aprobar las pruebas de máxima carga en diciembre de 2011. Esto aumentó la potencia de despacho por unidad de 246 a 253 MW brutos. Así, durante el año 2011 Angamos se transformó en un nuevo actor relevante del sistema, entregando energía confiable, segura y sustentable a sus clientes.

A fines de diciembre, se concluyó la instalación de un BESS de 20 MW en la subestación Angamos 220 kV que le permitirá a la central reemplazar una porción de su reserva base, aumentando su potencia máxima de despacho.

La central Angamos es la planta a carbón de sudamérica más moderna en el uso de tecnología de última generación en abatimiento de emisiones y reducción del uso de agua de mar.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Angamos	Mejillones, II Región	2011	carbón-vapor	2	545	9.976	n.a.	95,0

Estas instalaciones son propiedad de Eléctrica Angamos.



Norgener

La central Norgener está compuesta por dos unidades turbo generadoras a vapor, cuya caldera utiliza como combustible carbón, con una capacidad de generación bruta de 277 MW.

Durante el año 2011, la generación anual de sus unidades alcanzó 2.077 GWh, y durante el mes de mayo de 2011, se registró el record histórico de generación mensual de Norgener, al alcanzar 201 GWh. Con estas cifras se observa claramente el fruto de la incorporación del sistema de almacenamiento de energía en baterías BESS, proyecto que entró en operación a fines de 2009, el cual permite reducir la necesidad de reserva de energía rotante de las unidades generadoras, al reemplazarla por energía almacenada en dichas baterías, haciendo así un uso más eficiente de la potencia instalada en las unidades generadoras.

Lo anterior ratifica la capacidad productiva de Norgener, sobretodo si consideramos que la central nuevamente obtuvo un excelente desempeño operacional, reflejado a lo largo de todo el año con el fiel cumplimiento de todos los Indicadores Clave de Desempeño (o "KPI", por sus siglas en inglés) que se habían fijado como objetivos.

Entre los trabajos realizados en la central Norgener durante este año, destaca la ejecución de los mantenimientos anuales de ambas unidades en menor tiempo que el histórico tradicional. Sumado a lo anterior, central Norgener obtuvo la certificación corporativa Nivel 3 - "Proactivo" AMF, demostrando una vez más el compromiso asumido con el logro de la Excelencia Operacional.

En el ámbito de Seguridad, es muy importante destacar que durante el año 2011 se alcanzaron 8 años sin accidentes con tiempo perdido en el personal de Norgener.

En el ámbito de seguridad, es muy importante destacar que durante el año 2011 se alcanzaron 8 años sin accidentes con tiempo perdido en el personal de Norgener. Adicionalmente, se llevó a cabo la re-certificación del Sistema de Gestión Ambiental bajo Norma ISO 14001, y el Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral bajo Norma OHSAS 18001 versión 2007, y se realiza la preparación para certificar ISO 9001, reafirmando el compromiso de todo el personal de Norgener con la seguridad, la excelencia y la calidad.

Desde el punto de vista organizacional, durante el año 2011 fue incorporada al Complejo Norgener, la Sub-Gerencia de Transmisión SING, enriqueciendo humana y profesionalmente la estructura de Norgener.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Norgener	Tocopilla, II Región	1995 - 1997	carbón-vapor	2	277,3	9.497	96,6	95,5

Estas instalaciones son propiedad de Norgener.

Centro de despacho de carga, y operación y mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión en el SING

Durante este año 2011, y en consonancia con la entrada en operación comercial la central Angamos, el Centro de Despacho tuvo un rol importante y destacado en la coordinación operativa de las pruebas y puesta en marcha de la central Angamos. Asimismo, este año se inició la coordinación operativa, ante el CDEC-SING, de las instalaciones de los clientes de central Angamos (Minera Escondida y Minera Spence).

También es importante destacar la participación en los estudios eléctricos, la inspección, puesta en marcha, y recepción de los proyectos de transmisión eléctrica asociados a la central Angamos (142 km de líneas en 220 kV, y una subestación), y la inspección y puesta en marcha de las subestaciones SQM Minsal y SQM Promin, ambas propiedad de Soquimich S.A.

Durante 2011 se realizaron los mantenimientos preventivos de todo el sistema de transmisión y subestaciones pertenecientes a Norgener, AES Gener y Angamos en el SING, destacándose el inicio de las actividades de

mantenimiento de las instalaciones asociadas a la central Angamos. Asimismo, se realizaron todos los mantenimientos preventivos de los sistemas de transmisión de clientes, los cuales se encuentran establecidos en los distintos contratos de suministro, o contratos de arriendo de activos de transmisión.

Con respecto a los BESS, durante el año 2011 se cumplieron dos años en que se lleva a cabo con éxito la operación y el mantenimiento del BESS instalado en la Subestación Andes, y se participó activamente en la puesta en marcha del BESS instalado en la subestación Angamos.

En el ámbito de medio ambiente y seguridad, durante 2011, Bureau Veritas, luego de realizada la auditoría de seguimiento, mantuvo la certificación ISO 14001 y OHSAS 18001 para toda la Subgerencia de Transmisión. Además, se recibió el reconocimiento de AES Corp. y su Directorio por cumplir 10 años sin accidentes con tiempo perdido. También es importante destacar que se alcanzó la certificación Nivel 3 –“Proactivo” en AMF durante 2011.

Líneas de transmisión y subestaciones de AES Gener

Tipo de Circuito	Voltaje (kV)	AES Gener (km)	Norgener (km)	Eléctrica Angamos (km)
Simple	345	140		
Simple	220	108	95	
Doble	220	63	72	142
Simple	110		33	
Simple	220	En arriendo	228	

Total	539	200	142
--------------	------------	------------	------------

	Gener	Norgener	Angamos
Subestaciones	Andes Nueva Zaldívar Laberinto	Norgener Oeste Minsal La Cruz	Angamos
Paños o acometidas a S/E de otras empresas	2 paños en S/E Mantos Blancos	1 paño en S/E Lomas Bayas 2 paños en S/E Crucero 2 paños en S/E Barriles	

TermoAndes

La central Salta está constituida por un ciclo combinado conformado por dos turbogeneradores a gas, con capacidad de operar con gas natural o diesel como combustible, dos calderas recuperadoras de calor, y un turbogenerador a vapor (TV), con la capacidad de conectar cualquiera de los tres turbogeneradores a cualquiera de dos sistemas eléctricos: al SING en Chile, y al SADI en Argentina, y sin interconectar dichos sistemas.

Durante el año 2011, la central Salta operó normalmente con ambas unidades TG conectadas al SADI, y la TV conectada al SING. Durante los meses de menor disponibilidad de gas (desde mayo a principios de septiembre), la central operó conectada exclusivamente hacia el SADI en configuración de "medio" ciclo combinado, es decir, operó una sola TG y con una sola caldera recuperadora alimentando la TV, la cual, por tal motivo, queda con capacidad de generar hasta la mitad de su carga máxima. Por otra parte, debido al pronóstico de muy alta demanda de energía en Argentina para el periodo estival y dada la indisponibilidad de otros generadores en la zona, a contar del 19 de diciembre de 2011 se cambió de sistema la TV, quedando toda la generación dirigida al SADI.

En 2011, la generación anual fue de 3.282 GWh, de los cuales 3.281 GWh fueron generados con gas natural y sólo 1 GWh con diesel. La generación anual experimentó una leve baja (2%) cuando se la compara con el año anterior, debido principalmente a la menor disponibilidad de gas durante el invierno 2011 con respecto a 2010. Sin embargo, en el mes de diciembre de 2011 la central Salta logró el récord histórico mensual de generación, alcanzando los 393 GWh en el mes, equivalente a una generación media de 528 MW netos.

El 78% de la generación fue entregada al SADI (2.550 GWh) y el 22% restante fue entregado al SING (732 GWh). En el SADI, 36% (914 GWh) fue vendido a clientes y 64% (1.636 GWh) fue vendido al mercado spot.



Durante el año 2011, TermoAndes obtuvo importantes logros en el mercado energético argentino, al incrementar la potencia contratada por clientes bajo la modalidad denominada "Energía Plus" de 122 MW en 2010 a 207 MW en 2011, pasando de 80 a 364 industrias abastecidas, en tanto que las ventas de energía por contrato pasaron de 242 GWh a 914 GWh, posicionándose como líder por sobre sus cuatro competidores en el mercado de "Energía Plus", con una participación en este segmento de mercado del 33%. Es importante destacar que este segmento de mercado presenta márgenes más atractivos que el mercado de Energía Base y que el mercado spot.

Otro logro relevante fue que en febrero de 2011 se logró la aprobación por parte de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de Argentina de los "Contratos de Disponibilidad de Potencia entre Generadores de Energía Plus". Esta iniciativa de TermoAndes permite el respaldo mutuo entre generadores de "Energía Plus" en caso de no encontrarse

En el mes de diciembre de 2011 la central Salta logró el récord histórico mensual de generación, alcanzando los 393 GWh en el mes, equivalente a una generación media de 528 MW netos.



despachados, permitiendo disminuir riesgos y aumentar las ventas de contratos. Cabe destacar que el desarrollo de este proyecto se llevó a cabo mediante la metodología APEX y obtuvo el primer lugar en el evento mundial de APEX en el cual compiten proyectos de todos los países en donde AES Corp. tiene negocios.

Durante el año 2011 se construyó el quinto estanque de almacenamiento de diesel, este último de 7.300 m³, completando así una capacidad de almacenamiento de diesel de 19.300 m³, lo que otorga una autonomía de 27 días a mínimo técnico de medio ciclo combinado. Otros eventos destacables dentro de la gestión de 2011 fueron la compra y entrega en la central de un transformador monofásico de 345/132 kV para respaldo del existente, y el inicio de la construcción de una línea de transmisión eléctrica de 132 kV de 45 km de extensión, que unirá la central Salta directamente con la estación transformadora de distribución denominada "ET Salta Este", ubicada en la ciudad de Salta. Adicionalmente, en el mes de agosto de 2011 se realizaron con éxito y en tiempo récord los mantenimientos correspondientes a las unidades TV y TG N° 2.

El excelente desempeño operacional del año 2011 se vio reflejado en el fiel cumplimiento de todos los KPI que a inicio de año se habían establecido como objetivo. El destacable es el EFOR, que fue de 0%. En el ámbito de seguridad, durante el año 2011 se alcanzaron tres años sin accidentes con tiempo perdido en el personal de la central y contratistas de TermoAndes.

Durante el año 2011, TermoAndes obtuvo importantes logros en el mercado energético argentino, al incrementar la potencia contratada por clientes bajo la modalidad denominada "Energía Plus" de 122 MW en 2010 a 207 MW en 2011, pasando de 80 a 364 industrias abastecidas.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
Salta	Salta, Argentina	1999	ciclo combinado	2 turbogas, 1 turbina vapor	642,8	7.013	90,3	86,9

Estas instalaciones son propiedad de TermoAndes.

InterAndes

InterAndes cuenta con una concesión para la transmisión de energía eléctrica entre la ubicación de la central Salta en Argentina, y el nodo frontera en Paso Sico, punto limítrofe con Chile. Asimismo, cuenta con un contrato con TermoAndes para otorgarle el servicio de transporte de energía y potencia eléctrica entre central Salta y dicho nodo frontera.

Durante el año 2011, se continuó con el plan anual de mantenimiento, y con el plan de mejoras en las defensas costeras en los ríos Wierna y Mojotoro, a fin de proteger las torres de la línea cercanas a estos cauces. Asimismo, se continuó con el plan de limpieza de la franja de servidumbre y caminos de servicio, y con el plan de reposición de protecciones catódicas a las torres arriastradas ubicadas en las zonas de los salares.

Adicionalmente, durante el año 2011 se cumplió con la Auditoría de Seguridad Pública y con el Plan de

Contingencia a las que está sometida la línea, cumpliendo así con los requerimientos del Ente Nacional Regulador de la Energía de Argentina.

Tipo de Circuito	Voltaje (kV)	Interandes (km)
Simple	345	228
Total	345	228

Líneas de transmisión y subestaciones de InterAndes

Interandes	
Subestaciones	Salta

Estas instalaciones son propiedad de InterAndes.

NEGOCIOS ELÉCTRICOS EN EL EXTRANJERO

AES Chivor

Durante 2011, el embalse de AES Chivor tuvo un aporte en caudal del 125% de la media histórica siendo el segundo año con mayores aportes de los últimos 33 años.

Este efecto se deriva del impacto que tuvo el fenómeno de La Niña sobre la climatología colombiana durante todo el año, el cual se manifestó con enfriamiento de las aguas del océano Pacífico, prevalencia de frentes fríos tropicales y un comportamiento de las variables climáticas consistentes con el fenómeno La Niña. La generación de energía de AES Chivor fue de 5.338 GWh la cual se constituye en el nuevo récord de energía generada en la historia de la central, representando 135% del promedio del período 2000-2010. Con respecto a la demanda nacional, la generación correspondió al 9,1% de la energía total demandada por el país durante el 2011 (58.640 GWh/año).

En el año 2011, se ejecutó el Plan Anual de Mantenimiento previsto para las unidades, equipos electromecánicos y estructuras civiles de la central, cumpliendo con las necesidades técnicas y comerciales que permiten garantizar la continuidad del negocio. Durante el período, se ejecutó el plan de mantenimiento programado de las Unidades N°1, 5, 7 y 8 y el desarrollo del reacondicionamiento de la Unidad N°2 que fue iniciado el cuatro de septiembre y finalizado a satisfacción el 22 de diciembre. Por otra parte, los índices KPI establecidos como meta para el 2011 se cumplieron de forma satisfactoria. La disponibilidad de la planta fue de 91,8%.

Asimismo, se desarrollaron los proyectos de actualización tecnológica tales como, la modernización en la instrumentación de temperaturas y el rebobinado del generador de la Unidad N°2. Adicionalmente, se logró disminuir significativamente los costos operacionales y

maximizar los ingresos. En relación con seguridad, al poner la seguridad primero no se presentaron incidentes con pérdida de tiempo (LTI) en el personal directo ni contratista.

Como parte del programa de Excelencia Operacional, se llevó a cabo la revisión entre pares (Peer to Peer Review) para verificar el nivel de maduración del AMF de AES Chivor. Como resultado de la revisión se pudo concluir, que AES Chivor ostenta una práctica consecuente con el Nivel 3 – “Proactivo” de la matriz de maduración en los 24 elementos que componen el AMF e incluso se demuestran prácticas acordes con niveles 4 y 5 para varios elementos. Por otra parte se obtuvo cero No Conformidades en la auditoria anual de seguimiento al Sistema de Gestión de Calidad por parte del ente local autorizado ICONTEC, bajo el estándar internacional ISO 9001 versión 2008 relacionado con la operación y mantenimiento de la central para la generación de energía eléctrica y los servicios de mantenimiento y reparación de piezas hidromecánicas.

Durante 2011, se relanzó el programa APEX al interior de AES Chivor, aumentando el alcance y cobertura para adecuarlo al nuevo contexto de mejora continua, con lo cual se llevaron a cabo seis proyectos APEX, uno de los cuales clasificó y participó en la premiación regional. Adicionalmente, se afianzó la metodología de análisis causa – raíz (RCA) con la realización de reuniones de análisis para seis eventos de planta, que generaron planes de acción para disminuir la probabilidad de ocurrencia de estas fallas. En Reliability Centered Maintenance (RCM), metodología que permite evaluar y establecer la estrategia



de mantenimiento, se analizaron tres sistemas básicos de las unidades, con lo cual se han completado once sistemas fundamentales analizados bajo esta metodología. Los grupos de trabajo estuvieron conformados por personal de operación y mantenimiento.

En relación al desarrollo de proyectos, se brindó soporte técnico en el proceso de evaluación, aprobación y contratación de obra, entre otros, necesarios para lograr el inicio de construcción durante 2012 del proyecto Tunjita, central hidroeléctrica de pasada de 20 MW. Como parte de estas actividades, se logró la aprobación del proyecto por parte de la entidad encargada de la planeación del Sistema Interconectado en Colombia (UPME), y se soportaron los procesos para las contrataciones de obra y suministro de los equipos, contrato de conexión de la Subestación efectuado con la empresa operadora de la red de interconexión y el registro del proyecto ante las entidades oficiales. El proyecto comenzará su construcción en el primer semestre de 2012.

La producción de energía de AES Chivor fue de 5.338 GWh la cual se constituye en el nuevo récord de energía generada en la historia de la central.

Central	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Disponibilidad 2010 (%)	Disponibilidad 2011 (%)
AES Chivor	Boyacá, Colombia	1977-1982	Pelton	8	1.000	93,6%	91,8%

Estas instalaciones son de propiedad de AES Chivor.





75

Desarrollo de
Negocios

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

Durante el año 2011, AES Gener continuó el desarrollo y construcción de su ambicioso plan de expansión en respuesta a las necesidades y oportunidades de mercado presentes en Chile.

A En abril y octubre de 2011, respectivamente, entraron en operación la primera y segunda unidad de la central Angamos por un total de 545 MW. Ambas unidades están conectadas al SING y constituyen un aporte importante a la matriz energética del país, contribuyendo a aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico. Adicionalmente, en diciembre de 2011, inició su operación el proyecto de innovación BESS, adyacente a la central Angamos, que permite a esta última liberar energía destinada a reserva en giro.

Con la puesta en marcha de la central Angamos durante 2011, y la construcción de la cuarta unidad en Ventanas, Ventanas IV, que continúa según lo programado, AES Gener está concluyendo una primera fase de expansión que involucró la inversión de aproximadamente US\$3 mil millones y que significará un aumento en su capacidad instalada de 49% desde que se inició el plan de expansión en 2006. De esta forma, la Compañía busca seguir siendo un aporte clave para la seguridad del sistema eléctrico chileno, que requiere aumentar su capacidad de generación en forma continua. Al 31 de diciembre de 2011, el único proyecto que continúa en construcción es la unidad a carbón Ventanas IV.

Ventanas IV (Proyecto Campiche) (SIC-Chile)

El proyecto termoeléctrico Ventanas IV, desarrollado por la filial de AES Gener, Eléctrica Campiche, considera la construcción de una unidad termoeléctrica a carbón, de aproximadamente 270 MW brutos, que utilizará como combustible carbón bituminoso y sub-bituminoso. Se ubicará al costado de las actuales centrales Ventanas y Nueva Ventanas, en la comuna de Puchuncaví, V Región. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado. El proyecto cuenta con un contrato de ingeniería, suministro y construcción, bajo la modalidad "llave en mano" suscrito con Posco E&C.

La unidad Ventanas IV, originalmente tenía programada su entrada en operación en mayo de 2011, sin embargo con fecha 22 de junio de 2009 un fallo de la Corte Suprema revocó su permiso ambiental fundado en problemas de índole territorial. Luego de la modificación de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones de fines de año 2009, que resolvió el tema de uso de suelo de la zona



AES Gener está concluyendo una primera fase de expansión que involucró la inversión de aproximadamente US\$3 mil millones y que significará un aumento en su capacidad instalada de 49%.

donde se emplaza esta central, el 26 de febrero de 2010 la Comisión Regional del Medio Ambiente de la V Región emitió una nueva resolución de calificación ambiental de la central. El diez de agosto de 2010, la Municipalidad de Puchuncaví entregó el permiso de construcción para la unidad, permiso por el cual se interpusieron dos recursos de protección ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso (CAV). La CAV rechazó dichos recursos en noviembre de 2010, lo que posteriormente fue apelado

ante la Corte Suprema, la cual falló de la misma manera en enero de 2011.

Las obras del proyecto se reiniciaron durante 2011 y se prolongarán durante este año, esperándose el inicio de operación de Ventanas IV durante el primer trimestre de 2013. Cabe señalar, que al 31 de diciembre de 2011 el proyecto presentaba un avance de 84%.



PROYECTOS EN DESARROLLO

Durante 2011, AES Gener continuó la identificación y desarrollo de nuevas oportunidades de negocio aprovechando su presencia y conocimiento del mercado.

La Compañía cuenta con una amplia cartera de proyectos incluyendo centrales de carbón, centrales hidroeléctricas de pasada y proyectos renovables como baterías de almacenamiento de energía, proyectos solares, minihidro y de generación eólica.

Entre los proyectos en desarrollo, aquellos que cuentan con un mayor grado de avance son los que han obtenido aprobación ambiental. Estos son el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo, proyecto termoeléctrico Cochrane, proyecto termoeléctrico Guacolda V y proyecto termoeléctrico Los Robles en Chile y proyecto hidroeléctrico Tunjita en Colombia.

El proyecto hidroeléctrico Alto Maipo consiste en dos centrales de pasada de 531 MW. El proyecto contempla que alrededor del 90% de las obras sean subterráneas y no tiene embalse ni reubicación de personas.

Proyecto hidroeléctrico Alto Maipo (SIC-Chile)

El proyecto hidroeléctrico Alto Maipo consiste en la construcción de dos centrales de pasada en serie hidráulica en la cuenca del Río Maipo denominadas Alfalfal II y Las Lajas, cuya potencia total instalada alcanzará los 531 MW. El proyecto contempla que alrededor del 90% de las obras sean subterráneas, no tiene embalse ni reubicación de personas y presenta importantes ventajas para el SIC asociadas a su cercanía a la ciudad de Santiago y a los consiguientes ahorros en transmisión de energía eléctrica.

Durante el año 2011 se continuó avanzando en el desarrollo del proyecto, se obtuvo la aprobación de obras hidráulicas, se dio inicio a la construcción de las obras preliminares (esencialmente caminos de acceso y alimentación eléctrica a los sitios de faena), y se efectuó la licitación de los contratos principales para la fabricación de los equipos de generación y para la construcción de las obras subterráneas. Durante el año 2012 se espera suscribir los contratos de construcción principales, obtener el financiamiento y dar inicio a la construcción de las obras subterráneas. La

aprobación ambiental fue obtenida en marzo de 2009 y durante el año 2010 se obtuvo la aprobación ambiental del sistema de transmisión.

Alto Maipo constituye un aporte energético importante para el SIC, ya que se espera que produzca en torno a 2.300 GWh al año, lo que equivale a alrededor del 45% de la energía actualmente consumida en los hogares de la Región Metropolitana.

Proyecto termoeléctrico Cochrane (SING-Chile)

El proyecto termoeléctrico Cochrane considera la construcción de dos unidades termoeléctricas a carbón de 266 MW brutos cada una, ubicadas al norte de Antofagasta, en la comuna de Mejillones en la II Región. El proyecto obtuvo su aprobación ambiental en septiembre de 2009 y la línea de transmisión para evacuar la energía del proyecto al SING obtuvo su aprobación ambiental en abril de 2009.

El proyecto contempla emplazar la central a un costado de la existente central termoeléctrica Angamos, aprovechando sinergias asociadas a servicios portuarios y acopio de carbón, entre otros. La central contempla el uso de tecnología de carbón pulverizado, utilizando carbón bituminoso y sub-bituminoso como combustible e incorpora sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado. El proyecto está orientado a responder a las necesidades de electricidad del SING.

Durante el año 2011, se continuó con el desarrollo del proyecto, en particular, se comenzó la negociación de contratos de suministro de energía con potenciales clientes del sector industrial en el SING y se avanzó con el contrato de ingeniería y construcción de la central. Durante 2012 se espera suscribir contratos de largo plazo para una parte importante de la energía que genera la central, obtener el financiamiento y dar inicio a la construcción bajo la modalidad "llave en mano".

El proyecto Cochrane contempla emplazar la central a un costado de la existente central termoeléctrica Angamos, aprovechando sinergias asociadas a servicios portuarios y acopio de carbón, entre otros.

Proyecto termoeléctrico Guacolda V (SIC-Chile)

El proyecto termoeléctrico Guacolda V, de la coligada Guacolda, constituye la quinta unidad del complejo Guacolda, en Huasco, en el norte del SIC. La nueva unidad de 154 MW de potencia, será similar a las unidades existentes. Contempla el uso de tecnología de carbón pulverizado, utilizando carbón bituminoso y sub-bituminoso como combustible. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado. El proyecto obtuvo su permiso ambiental en agosto del año 2010. Esta unidad aportaría aproximadamente 900 GWh por año al SIC.

Durante el año 2011, se continuó con el desarrollo del proyecto, en particular, se comenzó la negociación de contratos de suministro con potenciales clientes de la zona y se avanzó con el contrato de ingeniería y construcción de la central. Durante 2012 se espera suscribir contratos de largo plazo para una parte importante de la energía que genera la central, obtener el financiamiento y dar inicio a la construcción bajo la modalidad "llave en mano".

Proyecto termoeléctrico Los Robles (SIC-Chile)

El proyecto termoeléctrico Los Robles contempla la construcción de dos unidades a carbón de 375 MW brutos cada una, con calderas aptas para carbón pulverizado, que permiten utilizar como combustible carbón bituminoso y sub-bituminoso. El terreno en que se proyecta el emplazamiento de Los Robles está ubicado a 290 km al suroeste de Santiago, aproximadamente 30 km al sur de la ciudad de Constitución, en la VII Región. El proyecto está orientado a responder a las necesidades de electricidad del SIC. Este proyecto considera la construcción, equipamiento y operación de un puerto. Los Robles obtuvo su aprobación ambiental en octubre del año 2008. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

Proyecto solar Los Andes (SING-Chile)

El proyecto Solar Los Andes contempla la construcción de un parque solar fotovoltaico de 220 MW en varias etapas. En el año 2012, se espera construir la primera etapa del proyecto, que consiste en una planta solar prototipo de 1 MW que se integrará a la operación de los BESS instalados en la subestación Andes, ubicada a 260 kilómetros al sur este de Antofagasta. Para el trabajo de integración de los paneles solares y los BESS se obtuvo un subsidio de INNOVA-CORFO para financiar el desarrollo de un

nuevo software y de un sistema de control adecuado para el proyecto.

La segunda etapa del proyecto, proyectada para el 2014, contempla la instalación de 20 MW en paneles solares conectados a la misma subestación, y posteriormente se espera aumentar anualmente la capacidad del parque solar en etapas de 40 MW cada una, para así completar el 2018 los 220 MW del proyecto.

Proyecto hidroeléctrico Tunjita (SIN-Colombia)

El proyecto hidroeléctrico Tunjita consiste en la construcción de una nueva planta de generación junto al Embalse Esmeralda de AES Chivor haciendo uso del potencial hídrico de la desviación del río Tunjita. La planta de generación es una central de pasada que contará con una capacidad instalada de 19,8 MW, y aprovechará el túnel que desvía las aguas del río Tunjita al embalse La Esmeralda de la central hidroeléctrica Chivor.

Durante el año 2011, se desarrollaron los procesos de selección, negociación y firma del contrato EPC y se realizó la negociación y firma de los contratos de financiación a través de Leasing de Infraestructura. Adicionalmente, se realizaron con éxito los procesos de aprobación nacional y validación del proyecto como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), y se logró el aseguramiento de los terrenos faltantes y la aprobación y firma de contratos de conexión al sistema de interconexión nacional. Se espera comenzar la construcción del proyecto durante 2012 y su inicio de operación comercial está programado para el año 2014.



El proyecto Solar Los Andes contempla la construcción de un parque solar fotovoltaico de 220 MW en varias etapas.





83

Responsabilidad social empresarial



RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

La Responsabilidad Social Corporativa o Responsabilidad Social Empresarial (RSE), como herramienta de gestión empresarial, es mucho más que la ejecución de programas de alcance social. Actualmente, las empresas deben desenvolverse en un entorno dinámico, marcado por la necesaria vinculación de la empresa con sus distintos públicos de interés y muy especialmente con las comunidades en las que está inserta.

Para AES Gener, ser socialmente responsable es cumplir su misión de negocios -proveer seguridad al suministro eléctrico actuando de manera ética y responsable con todos los grupos de interés que forman parte de la Compañía o se relacionan con ella, principalmente trabajadores, accionistas, inversionistas, clientes, proveedores, socios y comunidades en las que se insertan sus instalaciones. En otros términos, es ser una empresa eficiente y confiable que crea valor sustentable para todos esos grupos y que vela así por su propia sustentabilidad. Una empresa cuyo negocio, como un todo, hace una contribución positiva a la sociedad.

La Responsabilidad Social Empresarial de AES Gener se desarrolla sobre la base de tres pilares básicos en todas

aquellas comunas donde la Compañía tiene operaciones: educación, empleabilidad e infraestructura comunitaria. Es ejecutada a través de la Fundación AES Gener, ex Fundación Maitenes.

AES Gener comprende esta Responsabilidad Social Corporativa como parte de su excelencia operacional, la que no se reduce sólo a la forma en que opera sus plantas y negocios, sino también a cómo se relaciona con las comunidades en las que se inserta, mismas de las que proviene un porcentaje importante de sus trabajadores y contratistas, y con las cuales tiene una política permanente de buen vecino.

VALORES CORPORATIVOS Y ÉTICA DE LOS NEGOCIOS

AES Gener, al igual que todas las empresas del grupo AES, ha establecido cinco valores corporativos como principales guías para la acción concreta en el trabajo y como marco para el comportamiento y las decisiones de negocios. Dichos valores, que se detallan a continuación, constituyen el eje central del Código de Conducta de la Compañía.

1. La seguridad primero:

Garantizar operaciones seguras en nuestras instalaciones es la piedra angular de nuestras actividades diarias y de nuestras decisiones. Los integrantes de la empresa deben privilegiar la seguridad y la prevención de riesgos asociados al trabajo para su personal, contratistas y comunidades del entorno. Con el fin de mantener vigente esta cultura de la seguridad en la Compañía, periódicamente se realizan diversas actividades en las que participan transversalmente todos los integrantes de la empresa.

2. Actuar con integridad:

Las personas de la Compañía deben ser honestas, dignas de confianza y responsables. La integridad debe ser parte de la esencia de la conducción individual, de la interacción de unos con otros y de la vinculación con terceros en el trabajo.

3. Cumplir los compromisos:

Quienes forman parte de la Compañía deben cumplir los compromisos que la organización ha adoptado con todos los grupos de interés con los que se relaciona, entre ellos clientes, trabajadores, comunidades, accionistas, proveedores y socios.

4. Esforzarse por la excelencia:

Los integrantes de la Compañía deben esforzarse para ser los mejores en lo que hacen y alcanzar un desempeño con niveles de clase mundial.

5. Disfrutar su trabajo:

Quienes forman parte de la organización saben que el trabajo puede ser interesante y gratificante. Están llamados a disfrutar su trabajo y a apreciar la satisfacción de ser parte de un equipo que positivamente marca una diferencia.

Por diversas vías, la Compañía fomenta la aplicación concreta de estos valores en el trabajo y desarrolla actividades y materiales para propiciar la reflexión en torno a ellos.

El Código de Conducta es entregado y aceptado por todos los colaboradores y entregado además a contratistas, proveedores y socios comerciales. Asimismo, se encuentra disponible en la página web de la empresa.

Programa de Ética y Cumplimiento

El Programa de Ética y Cumplimiento de la Compañía tiene como fin asegurar que la empresa y sus empleados, como así también sus socios comerciales, proveedores y contratistas, se ajusten a las normas éticas más elevadas y cumplan con todos los requisitos legales y reglamentarios de Chile, tales como la Ley 20.393 (responsabilidad penal de

las personas jurídicas) y las leyes y normas internacionales pertinentes, tales como la convención para combatir el cohecho de servidores públicos extranjeros en transacciones comerciales internacionales de la Organización para la Cooperación del Desarrollo Económico (OCDE), otras leyes contra fraudes y anti-corrupción, la U.S. Foreign Corrupt Practices Act (Ley de Estados Unidos sobre Prácticas Corruptas en el Extranjero, "FCPA") y demás legislación aplicable.

El Departamento de Ética y Cumplimiento de AES Gener está liderado por el Gerente de Ética y Cumplimiento, quien tiene a su cargo capacitar a los empleados, efectuar reuniones periódicas sobre temas de interés, supervisar el cumplimiento del programa, administrar la Línea de Ayuda, llevar a cabo investigaciones, revisar los contratos que firme la compañía a fin de asegurar la inclusión de normas en contra de actos corruptos, financiamiento del terrorismo, lavado de dinero, soborno, etc. y revisión de donaciones para asegurar que cumplan con la normativa aplicable.



RESPONSABILIDAD CON LA COMUNIDAD

Política de Vinculación y Relacionamento con Comunidades Locales

Con la dictación a fines de 2009 de la Política de Vinculación y Relacionamento con las Comunidades Locales (PVRCL), AES Gener dio los lineamientos conceptuales y un enfoque para su relación con las comunidades en las que se emplazan las plantas. La PVRCL representa un gran avance porque ha permitido gestionar con efectividad y con un enfoque de sustentabilidad la relación con las comunidades vecinas a las instalaciones de la empresa, capitalizando lo que AES Gener ha venido haciendo en materia de comunidad, tanto en el ámbito del medioambiente como en el social.

De esta forma, además de la política de RSE que lleva adelante AES Gener a través de su fundación, cada complejo ha establecido alianzas específicas con las comunidades de su entorno. Así, por ejemplo, el complejo Angamos ha firmado convenios con la Ilustre Municipalidad de Mejillones y con establecimientos educacionales, al mismo tiempo que pertenece al directorio de la Fundación por la Sustentabilidad del Gaviotín y al directorio de la Asociación de Industriales de Mejillones; el complejo Norgener materializó durante el 2011 una serie de iniciativas con la comunidad vecina, destacándose la firma de un convenio de colaboración con la Ilustre Municipalidad de Tocopilla, y la alianza estratégica con el Liceo Politécnico de Tocopilla; mientras que el Centro de Despacho de Carga, y operación y mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión en el SING continuó el apadrinamiento de la Escuela San Bartolomé de Socaire, participó activamente en el Taller Profesional en Liceo Politécnico de Tocopilla a través de clases dictadas por los profesionales de la Subgerencia, y materializó la incorporación a la Asociación de Industriales de Antofagasta (A.I.A).

En el SIC, el complejo Centro tiene una estrecha relación con la comunidad y alumnos de diversas escuelas y liceos industriales visitan con frecuencia las instalaciones de Renca, además de realizar sus directivos y operarios diversas actividades con la comunidad y en alianza con la Ilustre Municipalidad de Renca y sus organizaciones sociales y deportivas. En tanto, el complejo Cordillera continúa lo que es una práctica desde hace largos años, dado que la primera central de ese complejo, Maitenes, data de 1923, la tradición de vincularse estrechamente con las comunidades aledañas a sus centros productivos, en especial Alfalfa y Maitenes, de manera de seguir alineados con las políticas de AES Gener en esta materia.

Fundación AES Gener

Nace como Fundación Maitenes en 1995, como una institución sin fines de lucro, con la misión de implementar programas de educación al aire libre, los cuales constituyan un aporte a la educación y a la formación valórica y desarrollo integral de niños, jóvenes y adultos, a partir de una metodología basada en la aventura, la afectividad y la interacción con el medio ambiente.

Hacia el 2008 diversifica sus ámbitos de acción, incorporando el desarrollo de programas de liderazgo, trabajo en equipo, talleres y seminarios para diversas áreas y unidades de negocio de AES Gener. Entre ellos, el 2011 desarrolló un Taller de Relacionamento Comunitario para líderes de las diferentes áreas de negocio de AES Gener, programas recreativos al aire libre y Trekkings de Interpretación Ambiental para trabajadores de AES Gener y sus familias, Taller de Liderazgo para Ejecutivos de AES Gener y programas de trabajo en equipo para distintas áreas de la empresa de generación eléctrica.

Para la Compañía, la Fundación es un actor clave en la labor de vinculación comunitaria que se ha propuesto desarrollar, como parte de la gestión, públicos de interés como son la comunidad y sus propios trabajadores.

En lo externo, en tanto, se constituye en una plataforma de la empresa para administrar, gestionar y articular beneficios sociales que se impulsan en el marco de la Política Corporativa de Vinculación y Relacionamento con Comunidades Locales y otros convenios sociales.

En el 2011, la Fundación Maitenes cambió su razón social a Fundación AES Gener, junto con ello fortalece aún más su rol de articuladora e implementadora de los programas sociales de la empresa, ampliando su quehacer hacia el diseño y ejecución de programas sociales, educativos y de capacitación laboral, fomento al empleo, apoyo a la infraestructura comunitaria y respaldo al deporte y a la difusión de la cultura y las artes. Asimismo, la Fundación aporta a todas estas actividades sus valores principales: sustentabilidad, protección del medio ambiente y seguridad.

De esta forma, para la Compañía, la Fundación es un actor clave en la labor de vinculación comunitaria que se ha propuesto desarrollar, como parte de la gestión, públicos de interés como son la comunidad y sus propios trabajadores.

La Fundación cuenta con un Consejo General integrado por ejecutivos y profesionales de AES Gener, quienes velan por el cumplimiento de sus objetivos, así como por la correcta administración de los recursos que la empresa le entrega para el cumplimiento de su propósito institucional. La administración de la Fundación de AES Gener está en manos de un Director General, quien debe dirigir, supervisar y liderar la ejecución de los programas y actividades que se definen anualmente.

En los últimos 16 años se han desarrollado los más diversos programas, muchos de los cuales se realizan en el Centro de Educación Los Maitenes, ubicado en el cajón de El Colorado en la comuna de San José de Maipo, así como en las otras zonas de Chile donde la Compañía tiene sus operaciones.

Educación

Programa Amigos de la Naturaleza

El 2011 se desarrolló la decimosexta versión del programa "Amigos de la Naturaleza", en el cual participan los alumnos que cursan sexto año básico en las escuelas municipales de las comunas donde operan las unidades de negocio de AES Gener (Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví, Laguna Verde, Llay Llay y Renca).

Los jóvenes que participan en el programa son aquellos que tras realizar un trabajo de investigación sobre una temática definida previamente por la empresa en materia de energía y/o medio ambiente, resultan seleccionados por su aporte. Luego de eso viajan por tres días al Centro "Los Maitenes" de AES Gener, ubicado en Cajón del Maipo, donde trabaja con ellos un equipo entrenado especialmente para tratar con niños y que cuenta con la participación de experimentados montañistas.

Los objetivos del programa "Amigos de la Naturaleza" son educar en materia ambiental y fomentar el trabajo en equipo, desarrollar conocimiento y cambio cultural en torno a los recursos naturales y el medioambiente, educar y desarrollar hábitos en torno al cuidado del medioambiente, y promover valores humanos tales como el compañerismo y la amistad.

Programa Munk

Este programa se ejecuta desde el segundo semestre de 2011 en las escuelas municipales de Mejillones y Tocopilla y beneficia a los niños que cursan quinto básico en dichos establecimientos educacionales, esto es, más de 500 jóvenes.

El programa tiene por objetivo reforzar la enseñanza del idioma inglés, conforme a los lineamientos del Ministerio





de Educación, a través de un moderno software educativo. El programa involucra a los alumnos, sus profesores y apoderados. De esta manera, los docentes pueden monitorear el avance de su curso en los desafíos que se le imponen a partir de un panel de control, pudiendo así obtener reportes en línea tanto a nivel del curso como individualizado por alumno y, a partir de esos datos, pueden ajustar su clase de acuerdo a aquellas áreas donde hayan indicios de mayor dificultad grupal o individual. Además, cada apoderado recibe un reporte sobre el progreso que experimenta su pupilo, entre otras informaciones.

Becas de excelencia y preuniversitario

A contar del segundo semestre de 2011, AES Gener a través de su Fundación, instauró una beca en un preuniversitario de Viña del Mar, la que beneficia a 20 estudiantes de cuarto medio de la comuna de Puchuncaví, lo cual contribuye a que los jóvenes tengan más opciones para su futuro profesional. A partir del 2012 el programa se desarrollará anualmente.

Además, el 2011 se asignaron becas de excelencia a los tres mejores puntajes PSU 2012 de la comuna para ayudar a la mantención de los alumnos en la universidad.

Educación Dual y Empleabilidad

Fundación AES Gener contribuye a la administración de los costos que contempla la implementación del programa de Alumnos Duales en las centrales de Ventanas, comuna de Puchuncaví.

Este programa tiene por objetivo formar profesionales competentes, y con experiencia práctica en su área de especialidad, contribuir a la empleabilidad de los jóvenes, contar con personal técnico mejor preparado y adaptado a las condiciones industriales reales y generar un vínculo entre la empresa y la comunidad en el marco de su giro de negocios.

Por medio del programa dual, jóvenes que cursan tercer y cuarto año medio en el Complejo Educacional Sargento Aldea de Puchuncaví asisten dos días a la semana a la central de AES Gener para aprender de manera práctica, aquellas materias que en sus establecimientos educacionales conocen de manera teórica, de acuerdo su especialidad: administración, electrónica y electricidad. AES Gener, además de abrir sus puertas a los jóvenes, les aporta viático, alimentación, implementos de seguridad y transporte.

Deporte

Programa Ganamos Todos

En alianza con Fundación Ganamos Todos, este programa se realiza desde 2011 en beneficio de las comunidades de Tocopilla, Puchuncaví, Renca y San José de Maipo.

El programa tiene como objetivos fomentar la actividad deportiva en niños y jóvenes, contribuir a la empleabilidad de jóvenes y adultos mediante la capacitación como entrenadores, árbitros y dirigentes, generar hábitos nutritivos y que contribuyan a la calidad de vida y aportar los valores de la actividad física a la prevención de la vida sedentaria a través de la práctica deportiva, como también valores sociales, tales como el trabajo en equipo, disciplina y perseverancia.

El programa contempla la realización de taller de formación de árbitros, entrenadores y dirigentes, la realización de una charla nutricional y la realización de un torneo deportivo, en el cual participan niños y niñas entre los 12 y 15 años de edad, provenientes de todas las escuelas municipales de las comunas. Además, al término de las capacitaciones, se realiza una ceremonia de entrega de certificados a los participantes.

Programas de Formación y Empleabilidad

La Fundación ejecuta programas con el objeto de desarrollar y formar profesionales líderes, proactivos y capacitados en actividades al aire libre. Algunas de estas actividades son el curso para monitores del programa No Deje Rastro, curso de primeros auxilios y certificación RCP-DAE (Reanimación Cardio Pulmonar mediante el uso de Desfibrilador Automático Externo) en conjunto con la Asociación de Capacitación para Emergencias y Socorro (ACES), cursos de formación de instructores de terreno para programas de Educación de Aventura, curso de seguridad en trabajos verticales y curso de primeros auxilios Wilderness First Responder (WFR), en conjunto con ACES y Fundación Ecomed.

En la actualidad, parte del equipo de Fundación AES Gener imparte a los alumnos de la carrera de Educación Física, los cursos de "Vida al Aire Libre I y II" en Universidad Andrés Bello (UNAB).

Infraestructura comunitaria

Uno de los pilares del área de RSE de AES Gener es colaborar con la infraestructura comunitaria. Algunas de las obras realizadas en esta área durante 2011 fueron la mejora en las instalaciones eléctricas en escuelas de Puchuncaví y el Sindicato de pescadores de Horcón; el mejoramiento de techumbres en la Escuela San José de Maipo con el fin de remover planchas con asbesto y la reparación de los daños causados por el terremoto de 2010 en los colegios El Canelo y Escuela Julieta Becerra de San José de Maipo.

Actividades culturales

Fundación AES Gener también ha auspiciado conciertos de bandas locales en la comuna de Puchuncaví, así como también ha gestionado exposiciones en Tocopilla y Mejillones, tales como la muestra "Uniformes con Historia" del Museo Naval de Valparaíso.

Convenio Social Alto Maipo

La Fundación AES Gener es también el organismo encargado de administrar el Convenio Social suscrito con la comuna de San José de Maipo, en el marco del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo (PHAM). Se trata de un esquema de colaboración a largo plazo, generado a partir del diálogo transparente y honesto con diversos actores sociales, el cual busca beneficiar a las comunidades como un todo, trascendiendo a las personas.

En términos generales, el acuerdo suscrito establece las bases de dos programas: uno de fomento al empleo local, a partir de facilitar que trabajadores de San José de Maipo aprovechen las oportunidades de empleo que el PHAM generará, y un programa social a 30 años plazo basado en un fondo concursable para proyectos de beneficio social e interés colectivo de los vecinos de la comuna en los ámbitos de educación y capacitación, desarrollo social e infraestructura de uso comunitario, promoción y desarrollo de actividades productivas o de servicios que generen empleo local y que potencien a San José de Maipo en los rubros para los cuales tiene especiales fortalezas o potencialidades, y apoyo al deporte en sus diversas disciplinas.

En el marco de la Resolución de Calificación Ambiental, de este proyecto, la Fundación además se encuentra ejecutando el Curso de Formación de Guías de Turismo Aventura, en beneficio de los jóvenes de tercer y cuarto año medio que cursan la especialidad de Turismo en el Liceo Polivalente de San José de Maipo, lo cual contribuye a su empleabilidad.



La Fundación AES Gener es también el organismo encargado de administrar el Convenio Social suscrito con la comuna de San José de Maipo, en el marco del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo (PHAM)

RESPONSABILIDAD CON ACCIONISTAS E INVERSIONISTAS

La generación de electricidad es un negocio intensivo en capital, en el que las inversiones normalmente se evalúan a 25 o 30 años plazo. En consecuencia, AES Gener no sólo busca el resultado económico de corto plazo, sino vela por hacerlo sustentable hacia el futuro como principal responsabilidad con respecto a sus accionistas e inversionistas.

Asimismo, AES Gener considera que la transparencia de la información relevante de la Compañía, así como la calidad, la efectividad y la oportunidad de su divulgación pública, en concordancia con las disposiciones de las leyes de sociedades anónimas y de mercado de valores, son parte importante de su responsabilidad hacia ellos. El límite de la transparencia de la información está dado por el respeto a las disposiciones de los mencionados cuerpos legales que resguardan el acceso equitativo y simultáneo a ella, así como la importancia de mantener

la confidencialidad de información estratégica que, de ser conocida por la competencia, debilitaría la posición competitiva de la empresa.

Durante el año 2011, se realizaron reuniones periódicas con analistas locales para presentar los resultados oficiales de la Compañía, conversar sobre los proyectos de desarrollo y contestar preguntas de los asistentes. Adicionalmente, la Compañía participó en diversas reuniones y conferencias con inversionistas locales y extranjeros.

RESPONSABILIDAD CON TRABAJADORES

Seguridad industrial

AES Gener día a día trabaja para que los niveles de seguridad y salud ocupacional de sus negocios sean de clase mundial, es por esto que la seguridad sigue siendo el primer valor corporativo. Este año se quiso reforzar este valor, dándole gran énfasis a la autoridad de detener el trabajo cuando se detectan condiciones y actos inseguros, de esta forma cada trabajador se siente empoderado y comprometido con la seguridad propia y la de los demás trabajadores. Asimismo, se lanza una campaña para difundir y enfatizar las Reglas Cardinales, siendo estas directrices que nos ayudan a que cada uno de los trabajadores cuide su integridad física y la de sus compañeros en el desarrollo de las actividades diarias.

Durante el 2011, cada uno de los negocios realiza sus actividades, siguiendo los exigentes estándares corporativos de AES Corp., muchos de los cuales están basados en normas internacionales como OSHA, ANSI, entre otros. También se da cumplimiento a las normas o leyes de seguridad chilenas tales como la Ley Nº 16.744.

Actualmente la Compañía continúa con el proceso de certificación de OHSAS 18001:2007, por lo que las unidades de negocios han estado participando activamente en el proceso de implementación de las cláusulas de la norma, con esto se han desarrollado alrededor de 11 procedimientos que guiarán la gestión de seguridad y 25 procedimientos en base a los estándares corporativos que forman parte de los controles administrativos que



se aplicaran para prevenir los riesgos en los distintos negocios. En construcción también se han desarrollado alrededor de 13 procedimientos y un manual, los cuales se utilizarán en las distintas actividades.

Al igual para los negocios de AES Gener, las empresas contratistas también recibieron nuevas directrices durante el 2011, se trabajó en la mejora y adecuación del Reglamento de Seguridad, Salud Ocupacional y Gestión Medio Ambiental para empresas contratistas, el cual establece las normas concernientes a la seguridad, salud ocupacional y medioambiente, las cuales rigen y deben ser aplicadas para todas las contrataciones de obras, faenas y/o servicios, este reglamento tiene por objeto, proteger la integridad de las personas, los equipos, materiales y medio ambiente en los trabajos en donde participe personal de AES Gener y personal de las empresas contratistas.

Al igual que en años anteriores, las personas con liderazgo tienen la responsabilidad de efectuar "caminatas de seguridad", que son recorridos de inspección que buscan involucrar a las jefaturas en la promoción y el control de los riesgos en cada negocio de la empresa. Para ayudar a los líderes en la promoción de la seguridad, este año se crea el Champion Virtual de Seguridad, el cual brinda mensajes y dirige campañas de seguridad a través de un dibujo animado, con el fin de llevar la seguridad a cada uno de los niveles de la compañía.

* La tasa de accidentabilidad indica el número de accidentes por cada 100 trabajadores.

Considerando todos los trabajadores del Grupo AES Gener en Chile, en 2011 se registraron un total de cuatro accidentes con tiempo perdido, cifra que se compara con seis accidentes ocurridos en 2010.

Cabe destacar que en 2011 la dotación de trabajadores de la Compañía aumentó, alcanzando un total de horas hombre trabajadas de 2.145.282. Con esto, la accidentabilidad* del año 2011 fue de un 0,41%, lo que representa una reducción con respecto al año 2010 que fue de un 0,61%. Cabe señalar, que estos valores están muy por debajo del promedio nacional de accidentabilidad.

En cuanto a accidentes con tiempo perdido de contratistas, en 2011 hubo 0 accidentes. Para el 2011, la base de trabajadores llegó a 2.424.955 horas hombres trabajadas con un promedio de 1.099 trabajadores, en comparación con las 1.634.901 horas hombre con un promedio de 961 trabajadores en 2010. Con esto, la accidentabilidad del año 2011 fue de 0%, lo que se contrasta con respecto al año 2010 que fue de un 0,66%. Estos valores también son considerablemente más bajos que el promedio nacional de accidentabilidad.

En relación a los proyectos, éstos también están siendo construidos con elevados estándares de seguridad. Durante el año 2011 se registraron 28 accidentes de

personal contratista en un total de 5.952.449 horas trabajadas con un promedio de 2.651 trabajadores. En el año 2010 se registraron 77 accidentes con un total de 7.961.071 horas trabajadas con un promedio de 3.516 trabajadores. Con esto, la accidentabilidad del año 2011 fue de un 1,06%, lo que representa una disminución con respecto al año 2010 que fue de un 1,71%. Estos valores también son significativamente menores que el promedio nacional de accidentabilidad en la construcción.

Desarrollo de RRHH, beneficios y calidad de vida laboral

Apuntando a la sustentabilidad de la Compañía y en beneficio de sus trabajadores, AES Gener busca que los integrantes de su equipo humano vayan desarrollándose con la organización, de manera tal que puedan enfrentar adecuadamente los desafíos del presente y del futuro. Así, para administrar eficientemente su parque generador y concretar su cartera de proyectos, la empresa busca estimular y retener a su personal, y a la vez, refuerza su equipo humano con personas idóneas y con potencial de desarrollo para enfrentar los nuevos proyectos e ir formando los cuadros de reemplazo.

Durante el año 2011, la inversión del Grupo AES Gener en Chile en planes de capacitación ascendió a \$781.383.808, equivalentes a 308 cursos, con un total de 33.973 horas, lo que significó la capacitación de 822 trabajadores en el período. Debido a la mayor relevancia que se dio en el ámbito de la capacitación y preparación de los trabajadores, significó un aumento de la inversión en capacitación de un 9% con respecto al año anterior.

Parte importante de este aumento se debe a la implementación de la Escuela Técnica, que es un Programa de Entrenamiento y Desarrollo en Habilidades y Competencias Técnicas del personal de Producción de AES Gener, de manera de que facilite el logro de los objetivos del

negocio, buscando ser una empresa de clase mundial, y a su vez, entregar a sus trabajadores la posibilidad de un mayor nivel de empleabilidad, proyección y movilidad dentro de la organización. Durante este año se realizaron las evaluaciones de brechas del personal de operaciones, mantención, combustibles y transmisión con un total de 257 personas evaluadas, cuya segunda etapa se activará en el 2012 con el inicio del plan de capacitación.

Por otra parte, este año se dio inicio a dos programas de desarrollo, denominados Programa de Liderazgo Gerencial donde participaron 35 ejecutivos de nuestra compañía con un total de 1.680 horas y el Diploma de Liderazgo y Desarrollo de Personas para Jefes y Supervisores con un total de 2.232 horas y 177 jefaturas capacitadas. Ambos programas están orientados a entregar herramientas en el ámbito de la gestión de personas y desarrollo de nuestros talentos para que los líderes de AES Gener puedan dirigir e implementar con mayor efectividad la estrategia de la Compañía.

Por otra parte, se continuó potenciando el uso a los sistemas de gestión del desempeño como herramienta clave para potenciar o mejorar el desempeño de las personas. Este proceso abarca el 100% del personal de AES Gener y filiales con contrato indefinido, complementado con un sistema de evaluación en 360° para los cargos ejecutivos. El proceso de gestión de desempeño en AES Gener consta de tres etapas: en la primera de ellas se establecen objetivos claros y medibles a desarrollar durante el año, luego se realiza una etapa de feedback a mediados de año, para finalizar con una evaluación de cada uno de los objetivos y competencias contenidas en el formulario al término del año.

En términos generales, los sistemas de gestión del desempeño aplicados en la empresa, buscan promover el adecuado desenvolvimiento de una persona en un determinado cargo. Con ese propósito, se consideran las habilidades generales relevantes y los objetivos anuales que se establezcan, pudiendo a partir de esto, determinar los aspectos a ser desarrollados para maximizar el rendimiento de la persona en esa posición.

Durante el año 2011, la inversión del Grupo AES Gener en Chile en planes de capacitación ascendió a \$781.383.808, equivalentes a 308 cursos, con un total de 33.973 horas, lo que significó la capacitación de 822 trabajadores en el período.

Nuestra empresa matriz AES Corp. y las empresas de AES Gener, tienen en sus prácticas la utilización de la metodología HayGroup para la administración de las compensaciones, con el objeto de tener un justo equilibrio entre la equidad interna y competitividad externa. Ésta metodología permite determinar, en base a ocho factores, la evaluación correcta de una posición y asignar la tabla salarial que corresponde al nivel del cargo, en función de lo que el mercado asigna a la posición y a nuestra realidad interna, con el objeto de mantener los equilibrios y la equidad. Al mismo tiempo, los estudios de mercado de las compensaciones se basan principalmente en HayGroup y la comparación con otros estudios similares.

Los trabajadores de AES Gener tienen una serie de beneficios adicionales a las remuneraciones, tales como seguro complementario de salud, complemento de remuneraciones en casos de licencias médicas, seguro de vida, aporte para jardines infantiles para hijos de trabajadoras hasta los cinco años de edad, beneficios médicos expresados en un plan colectivo y solidario, contando también con exámenes preventivos a sus trabajadores cada dos años. Adicionalmente, la cartilla de beneficios incluye indemnización convencional, bonos de ayuda por nacimiento, matrimonio y vacaciones, entre otros.

En el plano de educación, la Compañía cuenta con programas de desarrollo que contemplan becas de estudio para trabajadores e hijos estudiantes y otras becas para estudios de postítulo y postgrado, orientados a trabajadores que deseen perfeccionarse en su ámbito laboral. El año 2011 se entregaron \$220.000.000 por conceptos de becas a trabajadores e hijos de trabajadores, incorporándose además este año exclusivamente para la zona de Tocopilla 10 becas de excelencia para niños estudiantes de enseñanza media y básica.

En el ámbito de la responsabilidad social, durante el año 2011 se desarrollaron talleres de capacitación para familiares de trabajadores del complejo Costa. En esta oportunidad participaron 30 familiares, entre hijas, esposas y madres, quienes fueron capacitadas en un curso de Repostería dictado por INACAP.

En el ámbito recreacional y deportivo, se cuenta con instalaciones habilitadas para los trabajadores y sus familias en Valle Alegre y Maitenes. Asimismo, para los hijos de los trabajadores, se realizan actividades en sus vacaciones de

invierno y verano. En dichas actividades, durante 2011, participaron 200 hijos de trabajadores, tanto de la zona centro, sur y norte.

El Programa de Calidad de Vida, ha tenido un impacto muy positivo entre los trabajadores de la Compañía, por lo cual durante el año 2011, se ha extendido a todos los centros de trabajo, el cual contempla además de la gimnasia de pausa, masaje express y consultas nutricionales. En relación a la Política de Alcohol y Drogas, se continúa aplicando en todos los centros de trabajo, chequeos aleatorios, ejecutándose controles a los trabajadores.

Durante el año, la dotación de trabajadores de la Compañía registró un incremento de 4,6% en comparación al periodo anterior, debido principalmente a la formación de los equipos de trabajo en mantenimiento y operación de las Unidades III (Nueva Ventanas) y IV de Ventanas de AES Gener y a la incorporación de personal debido a la reactivación del proyecto Ventanas IV.

Personal AES Gener y filiales al 31 de diciembre de 2011

TRABAJADORES DE AES GENER

Ejecutivos	49
Profesionales	351
Técnicos y administrativos	335
SUBTOTAL	735

TRABAJADORES DE FILIALES

AES Chivor	88
TermoAndes	57
Norgener	110
Eléctrica Santiago	53
Eléctrica Ventanas	-
Eléctrica Angamos	104
Eléctrica Campiche	29
SUBTOTAL	441

TOTAL AES GENER Y FILIALES 1.176

En el ámbito de reclutamiento y selección, durante el año 2011, se llenaron 181 vacantes, las cuales fueron ocupadas en un 23% por candidatos internos, y un 77% por postulantes externos. En este contexto, incorporamos también tasas de movilidad vertical y horizontal, en comparación a los índices nacionales y a otras empresas del rubro.

Destaca el proceso de reclutamiento masivo de personal para la Unidad Ventanas IV, del complejo Costa, concretando el ingreso a nuestra compañía de 39 nuevos trabajadores, de los cuales 74% son externos, 23% internos y un 3% pertenecen a la comunidad.

Por otro lado, y con la finalidad de atraer talentos a la compañía, se generó convenio de colaboración mutua

con Universidad Técnica Federico Santa María y en esta línea, un desayuno con alumnos de facultad de Ingeniería Civil de la Pontificia Universidad Católica. Asimismo, se establecieron acuerdos con distintos Colegios Industriales cercanos a nuestras centrales, enfocados en facilitar la atracción de alumnos practicantes interesados en nuestra compañía, además de generar y mantener vínculos en el largo plazo.

Finalmente, y a partir de este año, se implementó la inducción personalizada a los nuevos trabajadores, instancia en la cual se entrega material corporativo de la compañía, junto con la entrega de otra información relevante (Charla de Seguridad, Intranet, Línea de Ayuda, video corporativo, entre otros).





RESPONSABILIDAD CON CLIENTES

AES Gener está consciente que el servicio que provee es fundamental para la calidad de vida de las personas y para el desarrollo económico de los países en los que se desenvuelve, y sabe que la seguridad y la eficiencia de su proceso incide en la competitividad de sus clientes industriales y en el presupuesto de los consumidores finales.

Bajo la perspectiva de seguridad de suministro, AES Gener siempre busca respaldar sus contratos con capacidad de generación efectiva, que esté realmente disponible bajo condiciones críticas de abastecimiento. A esto contribuye su condición de principal generador termoeléctrico en Chile.

En vista de la eficiencia de su proceso, la Compañía mantiene control constante de sus parámetros operacionales, buscando alcanzar estándares de clase mundial en sus prácticas productivas. Adicionalmente, para el desarrollo de cada uno de sus proyectos, la empresa selecciona la opción de generación económicamente más eficiente, que alcance estándares definidos de confiabilidad y seguridad, y que a la vez cumpla con todas las normas aplicables y con su política ambiental.

Asimismo, AES Gener da importancia a la prevención de fallas o problemas técnicos de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto potencial, y busca mejorar continuamente la calidad de su servicio.

RESPONSABILIDAD CON PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

Con respecto a proveedores y contratistas que desarrollan sus labores regular u ocasionalmente en instalaciones de la empresa, AES Gener considera su primera responsabilidad proveerles adecuadas condiciones de higiene y seguridad. Las medidas y el estándar de equipamiento de seguridad en las instalaciones de AES Gener son compartidos por trabajadores propios y externos, y para trabajos técnicos en las centrales todos están igualmente obligados a someterse a exámenes médicos pre-ocupacionales que buscan aminorar los riesgos de accidentes.

Otro aspecto relevante de la responsabilidad social de la empresa con respecto a sus contratistas, principalmente en el caso de quienes prestan servicios especializados, es la relación de largo plazo que la empresa busca establecer con ellos. Esto obedece al alto grado de especialización y de elevados estándares de seguridad que demanda el mantenimiento de centrales eléctricas y líneas de transmisión y se traduce en un incentivo a la capacitación y al desarrollo del personal externo por parte de sus empleadores, en el marco de una relación estable de colaboración mutua que exige alta calidad de servicio a precios competitivos.

Con el fin de avanzar hacia la incorporación de las mejores prácticas que den garantías de un acceso igualitario a la información para todos los posibles proveedores y de la aplicación de criterios objetivos en la selección, durante 2010 se trabajó en robustecer las compras mediante el sistema de compras electrónicas E-Procurement, desarrollado por AES Corp. para la gestión de compras.

En esta misma perspectiva de garantizar transparencia y acceso a la información, se siguió fortaleciendo el desarrollo del registro de Proveedores REPRO, administrado por Achilles Chile, empresa especializada en la gestión de proveedores. Este registro permite que las empresas proveedoras, visualicen y actualicen directamente sus antecedentes y los productos y servicios que ofrecen vía Internet, lo que posteriormente es validado por Achilles. Este sistema otorga mayor visibilidad a los proveedores y contratistas frente a sus clientes, a la vez que genera economías de escala, ya que al ser un sistema abierto a los mandantes del sector energético, las empresas inscritas quedan disponibles para cualquier mandante que participe en REPRO. Este sistema opera con los más altos estándares de seguridad y control de la industria, permitiendo la adecuada trazabilidad de las operaciones, lo que a su vez contribuye a que la gestión de compras sea más segura y confiable.





99

Estados
financieros

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AES GENER S.A. Y SUBSIDIARIAS

Correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2011

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Accionistas y Directores
AES Gener S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera clasificado consolidados de AES Gener S.A. y filiales ("la Compañía") al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de AES Gener S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Gener S.A. y sus filiales al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Charles A. Bunce

 **ERNST & YOUNG**

Santiago, Chile 07 de marzo de 2012

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AES Gener S.A. y Subsidiarias
Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de dólares estadounidenses)

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	409.157	294.261
Otros activos financieros corrientes	9	140.396	300.500
Otros activos no financieros, corrientes	11	6.784	11.476
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, netos	12	391.118	422.540
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	13	13.885	12.437
Inventarios	14	105.946	42.078
Activos por impuestos corrientes, netos	15	19.603	2.363
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		1.086.889	1.085.655
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	12.642	68.631
Otros activos no financieros no corrientes	11	11.187	16.013
Derechos por cobrar no corrientes	12	9.829	8.171
Inversiones en asociadas	16	273.375	252.051
Activos intangibles, netos	17	33.816	12.682
Plusvalía	17	7.309	7.309
Propiedades, planta y equipo	18	4.375.469	4.179.193
Activos por impuestos diferidos, netos	19	18.757	27.448
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		4.742.384	4.571.498
TOTAL ACTIVOS		5.829.273	5.657.153

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AES Gener S.A. y Subsidiarias
Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de dólares estadounidenses)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	94.654	97.946
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	347.840	314.335
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	13	9.526	26.313
Otras provisiones, corrientes	22	3.037	4.244
Pasivos por impuestos, corrientes, netos	15	32.815	31.621
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	23	3.241	3.014
Otros pasivos no financieros, corrientes	24	23.045	21.982
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		514.158	499.455
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	2.298.096	2.100.472
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	31.381	50.737
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente	13	236	2.376
Otras provisiones no corrientes	22	47.203	31.035
Pasivos por impuestos diferidos, netos	19	358.185	366.885
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	28.750	29.719
Otros pasivos no financieros no corrientes	24	22.485	27.524
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		2.786.336	2.608.748
TOTAL PASIVOS		3.300.494	3.108.203
PATRIMONIO			
Capital emitido		1.901.720	1.901.720
Ganancias (pérdidas) acumuladas	25	642.666	511.238
Primas de emisión		49.908	49.908
Otras participaciones en el patrimonio	25	222.029	293.452
Otras reservas	25	(287.653)	(207.455)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.528.670	2.548.863
Participaciones no controladoras		109	87
TOTAL PATRIMONIO NETO		2.528.779	2.548.950
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		5.829.273	5.657.153

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

AES Gener S.A. y Subsidiarias

Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de dólares estadounidenses, excepto por Ganancias

(Pérdidas) por acción presentadas en dólares)

ESTADO DE RESULTADOS	Nota	Por los ejercicios terminados al	
		31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA)			
Ingresos de actividades ordinarias	26	2.130.286	1.802.049
Costo de ventas	27	(1.443.214)	(1.368.878)
Ganancia bruta		687.072	433.171
Otros ingresos, por función		6.144	5.881
Gasto de administración	27	(148.220)	(116.067)
Otros gastos, por función	27	(5.215)	(19.125)
Otras ganancias (pérdidas), neto	28	(23.779)	(88.787)
Ingresos financieros	29	9.303	22.452
Costos financieros	29	(107.148)	(99.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas (neto)	16	31.109	42.361
Diferencias de cambio	29	(13.348)	16.451
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		435.918	197.024
Gasto por impuestos a las ganancias	30	(109.810)	(31.169)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		326.108	165.855
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		326.108	165.855
GANANCIA (PÉRDIDA), ATRIBUIBLE A			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		326.084	169.772
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		24	(3.917)
GANANCIA (PÉRDIDA)		326.108	165.855
GANANCIAS POR ACCIÓN			
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	31	0,04040	0,02100
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas		-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica		0,04040	0,02100
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas		0,04040	0,02100
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIAS (PÉRDIDA) DILUIDA POR ACCIÓN		0,04040	0,02100

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

AES Gener S.A. y Subsidiarias
Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de dólares estadounidenses, excepto por Ganancias (Pérdidas) por acción presentadas en dólares)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Por los ejercicios terminados al	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA)	326.108	165.855
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(12.908)	34.356
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión	(12.908)	34.356
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) no realizadas por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(91.391)	(77.864)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(91.391)	(77.864)
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) procedentes de inversiones en instrumentos de patrimonio	532	3.478
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	(1.918)	(1.923)
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	2.924	(3.324)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	(102.761)	(45.277)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	22.237	6.547
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	326	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral	22.563	6.547
Otro resultado integral	(80.198)	(38.730)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	245.910	127.125
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	245.886	131.042
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	24	(3.917)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	245.910	127.125

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Otras participaciones en el patrimonio MUS\$	Reservas de conversión MUS\$
Saldo Inicial Período Actual 01 enero 2011	1.901.720	49.908	293.452	33.643
Cambios en patrimonio	-	-	-	-
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	(12.908)
Resultado integral	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	(71.423)	-
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	-	-	(71.423)	(12.908)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31 DICIEMBRE 2011	1.901.720	49.908	222.029	20.735

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido MUS\$	Primas de emisión MUS\$	Otras participaciones en el patrimonio MUS\$	Reservas de conversión MUS\$
Saldo Inicial Período Actual 01 enero 2010	1.901.720	49.908	165.082	(713)
Cambios en patrimonio	-	-	-	-
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	34.356
Resultado integral	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	128.370	-
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	-	-	128.370	34.356
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31 DICIEMBRE 2010	1.901.720	49.908	293.452	33.643

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

AES Gener S.A. y Subsidiarias

Estados de Cambio en el Patrimonio Neto Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de dólares estadounidenses)

Otras Reservas							
Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas por planes de beneficios definidos MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Total Otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
(95.765)	(1.923)	(143.410)	(207.455)	511.238	2.548.863	87	2.548.950
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	326.084	326.084	24	326.108
(66.230)	(1.592)	532	(80.198)	-	(80.198)	-	(80.198)
-	-	-	-	-	245.886	24	245.910
-	-	-	-	(266.652)	(266.652)	-	(266.652)
-	-	-	-	71.996	573	(2)	571
(66.230)	(1.592)	532	(80.198)	131.428	(20.193)	22	(20.171)
(161.995)	(3.515)	(142.878)	(287.653)	642.666	2.528.670	109	2.528.779

Otras Reservas							
Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas por planes de beneficios definidos MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Total Otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladoras MUS\$	Patrimonio total MUS\$
(21.124)	-	(146.888)	(168.725)	645.781	2.593.766	8.732	2.602.498
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	169.772	169.772	(3.917)	165.855
(74.641)	(1.923)	3.478	(38.730)	-	(38.730)	-	(38.730)
-	-	-	-	-	131.042	(3.917)	127.125
-	-	-	-	(176.385)	(176.385)	-	(176.385)
-	-	-	-	(127.930)	440	(4.728)	(4.288)
(74.641)	(1.923)	3.478	(38.730)	(134.543)	(44.903)	(8.645)	(53.548)
(95.765)	(1.923)	(143.410)	(207.455)	511.238	2.548.863	87	2.548.950

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIRECTO

AES Gener S.A. y Subsidiarias
Estados de Flujo de Efectivo Indirecto Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Expresados en miles de dólares estadounidenses)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIRECTO	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Ganancia (pérdida)	326.108	165.855
AJUSTES POR CONCILIACIÓN DE GANANCIAS (PÉRDIDAS)		
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	109.810	31.169
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	(63.868)	10.022
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial	(24.186)	49.048
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	(15.591)	8.022
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial	(94.398)	(124.783)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	185.760	138.045
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	195.648	168.228
Ajustes por provisiones	5.030	(4.862)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	3.957	(27.953)
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	(31.109)	(42.361)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	111.722	133.604
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	2.373	13.185
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)	385.148	351.364
Dividendos pagados	(320.377)	(159.874)
Dividendos recibidos	23.240	11.219
Intereses pagados	(96.890)	(101.015)
Intereses recibidos	8.496	4.390
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(95.532)	(65.182)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(52.669)	(19.552)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	177.524	187.205
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	(2.005)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	822	760
Compras de propiedades, planta y equipo	(395.439)	(510.886)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	10.000	-
Compras de activos intangibles	(1.180)	(3.666)
Otras entradas (salidas) de efectivo	213.809	165.672
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(171.988)	(350.125)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	165.954	335.189
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	-	-
Total importes procedentes de préstamos	165.954	335.189
Pagos de préstamos	(37.944)	(27.439)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.044)	(2.443)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(8.508)	(15.421)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	117.458	289.886
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	122.994	126.966
EFFECTOS 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	(8.098)	4.648
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	114.896	131.614
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	294.261	162.647
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	409.157	294.261

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

AES Gener S.A., (www.aesgener.cl) (en adelante, "la Sociedad", "la Compañía", "el Grupo", "AES Gener" o "Gener"), fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago Don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La Sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.

AES Gener es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad. Su rol es proveer energía eléctrica de manera eficiente, segura y sustentable, cumpliendo con los compromisos asumidos con clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores, reguladores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.

La Compañía sirve al Sistema Interconectado Central, SIC, a través de cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, una central termoeléctrica a carbón, cuatro centrales turbogas a petróleo diesel, dos centrales de cogeneración y una turbina a gas, todas pertenecientes directamente a AES Gener. Además sirve al SIC mediante una central de ciclo combinado a gas natural y/o petróleo y una central a petróleo diesel pertenecientes a la subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A.; una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Ventanas S.A., y una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la asociada Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

AES Gener también es proveedora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus subsidiarias Norgener S.A., Empresa Eléctrica Angamos S.A. y TermoAndes S.A. La primera cuenta con una central termoeléctrica a carbón en la ciudad de Tocopilla; la segunda cuenta con una central termoeléctrica con dos unidades a carbón en la ciudad de Mejillones y la tercera con una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en Salta, Argentina, conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la subsidiarias InterAndes S.A.

Atendiendo a las oportunidades que ofrece el mercado chileno, AES Gener se encuentra en la fase de construcción de varias nuevas centrales. En el SIC, la Compañía está en proceso de construcción de una unidad de carbón perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. Además, AES Gener ha recibido la aprobación de los estudios de impacto ambiental para otros tres proyectos en desarrollo.

Adicionalmente a su participación en el sector eléctrico chileno, AES Gener es productor de energía eléctrica en Argentina y Colombia, mediante las subsidiarias TermoAndes S.A. y AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P. ("AES Chivor") respectivamente.

El domicilio comercial de AES Gener se encuentra en Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3, comuna de Las Condes, Santiago.

La Compañía está controlada por AES Corporation mediante su subsidiaria Inversiones Cachagua Limitada con participación accionaria de 70,67% al 31 de diciembre de 2011.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio el 07 de marzo de 2012.

NOTA 2 – BASES DE PREPARACIÓN

La Sociedad prepara sus Estados Financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los presentes estados financieros consolidados de AES Gener S.A. y subsidiarias comprenden los estados de situación financiera clasificado consolidados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los estados de resultados integrales por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los estados de cambios en el patrimonio neto y de flujo de efectivo preparados utilizando el método indirecto por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011

y 2010 y sus correspondientes notas, las cuales han sido preparadas y presentadas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") y considerando las respectivas regulaciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile ("SVS").

La preparación de los presentes estados financieros consolidados conforme a las NIIF requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la Administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. En la Nota 4 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas donde las hipótesis y estimaciones son significativas para los estados financieros consolidados.

Un activo o pasivo se consideran corrientes cuando se espera realizar, vender o consumir en el transcurso del ciclo normal de la operación de la entidad, se mantenga fundamentalmente con fines de comercialización o se espera realizar dentro del período de 12 meses posteriores a la fecha del período sobre el cual se informa.

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de AES Gener S.A.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables han sido emitidos por el IASB, pero aún no son de aplicación obligatoria, por lo tanto, serán aplicados a las fechas descritas más abajo.

NORMAS REVISADAS Y MODIFICADAS	Fecha de aplicación obligatoria
NUEVAS NORMATIVAS	
NIIF 9: Instrumentos financieros - Clasificación y medición	01-01-2013
NIIF 10: Estados Financieros Consolidados	01-01-2013
NIIF 11: Negocios Conjuntos	01-01-2013
NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades	01-01-2013
NIIF 13: Mediciones a Valor Razonable	01-01-2013
MODIFICACIONES	
NIC 1: Presentación de los Estados Financieros	01-07-2012
NIC 12: Impuestos a las ganancias	01-01-2012
NIC 19: Beneficios a los empleados	01-01-2013
NIC 27: Estados Financieros Separados	01-01-2013
NIC 28: Inversiones en Entidades Asociadas	01-01-2013

La Administración de la Sociedad se encuentra evaluando los efectos iniciales de la aplicación de las nuevas normativas.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las otras normas, enmiendas e interpretaciones antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados de AES Gener y subsidiarias en el período de su aplicación inicial.

NOTA 3 – BASES DE CONSOLIDACIÓN

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de AES Gener S.A. (la "Matriz") y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Los estados financieros de las subsidiarias son preparados al y por los mismos períodos que la matriz, aplicando consistentemente las mismas políticas contables.

(a) Subsidiarias

Subsidiarias son todas las entidades sobre las que AES Gener S.A. tiene poder para dirigir las políticas financieras y operacionales y sobre las cuales tiene una participación superior a la mitad de los derechos de voto. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control a AES Gener S.A., y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos y pasivos identificables adquiridos y las contingencias identificables asumidas en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de los intereses no controladoras. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de AES Gener S.A. en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como plusvalía. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Con fecha 01 de agosto de 2011, se constituye Alto Maipo SpA., cuyo único accionista es la subsidiaria Norgener S.A. Esta nueva compañía será el vehículo legal a través del cual se desarrollará el Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo.

Según consta en escritura pública del 02 de noviembre de 2011, con fecha 01 de noviembre de 2011 se disuelve la subsidiaria Energía Verde S.A. a propósito de la reunión por parte de AES Gener S.A. del 100% de las acciones. Como consecuencia de lo anterior, todo el patrimonio, esto es, todos los activos y pasivos de la subsidiaria pasan a dominio de AES Gener S.A., siendo esta última la continuadora legal de la sociedad disuelta para todos los efectos legales.

A continuación se presenta el detalle de las subsidiarias incluidas en la consolidación:

R.U.T.	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación			
				31-12-2011		31-12-2010	
				Directo	Indirecto	Total	Total
96.673.040-4	Energía Verde S.A. (*)	Chile	US\$	-	-	-	99,9900
96.678.770-8	Norgener S.A.	Chile	US\$	99,9999	0,0000	99,9999	99,9999
96.717.620-6	Sociedad Electrica Santiago S.A.	Chile	US\$	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
96.814.370-0	Empresa Electrica Ventanas S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	Energy Trade And Finance Corporation	Islas Caimán	US\$	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
Extranjera	Aes Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.	Colombia	COL\$	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
Extranjera	Gener Blue Water	Islas Caimán	US\$	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.803.700-0	Inversiones Nueva Ventanas S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
78.759.060-8	Inversiones Termoenergía De Chile Ltda.	Chile	US\$	0,0000	99,9900	99,9900	99,9900
Extranjera	Gener Argentina S.A.	Argentina	US\$	92,0000	8,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	TermoAndes S.A.	Argentina	US\$	33,0000	67,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	InterAndes S.A.	Argentina	US\$	13,0000	87,0000	100,0000	100,0000
96.761.150-6	Genergia S.A.	Chile	US\$	0,0000	99,9999	99,9999	99,9999
Extranjera	Genergia Power Ltd. (Islas Caiman)	Islas Caimán	US\$	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
76.008.306-2	Empresa Eléctrica Campiche S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	Energen S.A.	Argentina	US\$	94,0000	6,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	Aes Chivor S.A.	Colombia	COL\$	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochrane S.A.	Chile	US\$	0,1000	99,9000	100,0000	100,0000
76.170.761-2	Alto Maipo S.P.A.	Chile	US\$	0,0000	100,0000	100,0000	-

(*) Según lo señalado anteriormente, con fecha 01 de noviembre de 2011 la subsidiaria Energía Verde S.A. fue absorbida por AES Gener S.A.

Para los efectos de los presentes estados financieros consolidados se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido.

(b) Transacciones con Participaciones no Controladoras

Las participaciones no controladoras representa la porción de utilidades o pérdidas y activos netos de subsidiarias que no son 100% de la propiedad del Grupo. Las participaciones no controladoras son presentados separadamente en el estado de resultados, pero contenido en el patrimonio en el estado de situación financiera consolidado, separado del patrimonio de la matriz. AES Gener S.A. aplica la política de considerar las transacciones con inversionistas no controladores como transacciones con terceros externos al Grupo. La enajenación o compra de participaciones no controladoras, que no resulte en un cambio de control, conlleva una transacción patrimonial sin reconocer ganancias y/o pérdidas en el estado de resultados. Cualquier diferencia entre el precio pagado y la correspondiente proporción del importe en libros de los activos netos de la subsidiaria se reconoce como aporte o distribución patrimonial.

NOTA 4 – RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

4.1 Asociadas

Asociadas son todas las entidades sobre las que AES Gener S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en coligadas o asociadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de AES Gener S.A. en asociadas incluye la plusvalía identificado en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación del Grupo en las pérdidas o ganancias (neto de impuesto) posteriores a la adquisición de sus asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado de otros resultados integrales). En la medida que la participación del Grupo en las pérdidas de una asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, el Grupo no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo y sus asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación del Grupo en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se ajusta la información financiera de las asociadas.

4.2 Segmentos Operativos

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a la Administración que toma las decisiones de AES Gener S.A., el cual es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. La Administración identifica sus segmentos operativos según los mercados en los cuales participa, es decir, el mercado SIC; los mercados SING y SADI en Chile y Argentina, respectivamente y Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, para los que se toman las decisiones estratégicas.

Esta información financiera por segmentos operativos se detalla en Nota 7.

4.3 Transacciones en Moneda Extranjera

(a) Moneda de Presentación y Moneda Funcional

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (moneda funcional). Los estados financieros consolidados de AES Gener S.A. se presentan en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad y todas sus subsidiarias, con excepción de su subsidiaria colombiana, AES Chivor, cuya moneda funcional es el peso colombiano.

(b) Transacciones y Saldos

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto si se diferencian en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo.

Las partidas no monetarias en moneda distinta a la moneda funcional valorizadas a costo histórico, se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes a la fecha de cada transacción inicial. Las partidas no monetarias en moneda distinta a la moneda funcional valorizadas a su valor razonable, se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigente a la fecha de determinación del valor razonable.

(c) Bases de Conversión

Los activos y pasivos en moneda distinta a la moneda funcional y aquellos denominados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre por US\$1, respectivamente:

	31-12-2011	31-12-2010
Pesos Chilenos (\$)	519,20	468,01
Pesos Argentinos (Ar\$)	4,304	3,976
Pesos Colombianos (Col\$)	1.938,50	1.907,70
Euro	1,2962	1,3280
Unidad de Fomento (UF)	0,02329	0,02181

La Unidad de Fomento (UF) es una unidad monetaria denominada en pesos chilenos que está indexada a la inflación. La tasa de UF se establece a diario y con antelación, sobre la base de la variación del Índice de Precios al Consumidor del mes anterior.

(d) Bases de Conversión de Subsidiarias con distintas Monedas Funcionales

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria) que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- (i) Los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio a la fecha de cierre.
- (ii) Los ajustes a la plusvalía y la distribución del precio pagado que surge en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten a tipo de cambio de cierre del período.
- (iii) Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio mensuales promedios (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten usando el tipo de cambio en la fecha de las transacciones)

Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto, en el rubro Reservas de Conversión. En la medida que se vende la inversión, esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta.

4.4 Propiedades, Planta y Equipos

Los terrenos del Grupo AES Gener se reconocen a su costo menos pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

Las plantas, edificios, equipos, sistemas de transmisión mantenidos para el uso en la generación eléctrica y otros ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen a su costo histórico menos la depreciación y pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

El costo de un activo incluye su precio de adquisición, todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento, retiro o remoción parcial o total del activo, así como la rehabilitación del lugar en que se encuentra, que constituyan la obligación para la Compañía, al adquirir el elemento o como consecuencia de utilizar el activo durante un determinado período.

Los costos posteriores se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando cumplen con los criterios de reconocimiento según NIC 16 "Propiedades, plantas y equipos", es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir al Grupo y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. Cualesquiera otras reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del período en el que se incurre.

Las obras en ejecución incluyen, entre otros conceptos, los siguientes gastos capitalizados únicamente durante el período de construcción:

- (i) Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- (ii) Gastos de personal relacionados en forma directa y otros de naturaleza operativa atribuibles a la construcción

Las obras en curso se traspasan al activo fijo una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal, considerando el costo menos el valor residual sobre sus vidas útiles económicas estimadas. Las vidas útiles estimadas correspondientes a las principales clases de activos más relevantes se exponen en Nota 18.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan periódicamente y ajustan si fuera necesario, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con las expectativas de uso de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante reconocimiento de pérdidas por deterioro (Nota 4.7).

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados como "Otras ganancias (pérdidas) netas".

Las bajas de activo fijo corresponden al valor libro bruto menos la depreciación acumulada al momento del registro.

4.5 Plusvalía

La plusvalía representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables de la subsidiaria / asociada adquirida en la fecha de adquisición. La plusvalía relacionada con adquisiciones de subsidiarias se incluye en activos intangibles. La plusvalía se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros de la plusvalía relacionada con la entidad vendida.

La plusvalía se asigna a las unidades generadoras de efectivo (UGE) con el propósito de probar si existe deterioro de las UGEs. Cuando el importe recuperable de la UGE es inferior a su valor libro, se debe reconocer una pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía, no se pueden revertir en ejercicios futuros.

4.6 Activos Intangibles

(a) Programas Informáticos

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas, usando el método lineal. (Ver nota 17)

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por el Grupo, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos. Los costos de desarrollo de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

(b) Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada período para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

(c) Derechos de Agua

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de la vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada período para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

4.7 Deterioro de Valor de los Activos no Financieros

Los activos sujetos a amortización y depreciación se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Si existiera algún indicio de deterioro del valor del activo, el importe recuperable se estimará para el activo individualmente considerado. Si no fuera posible estimar el importe recuperable del activo individual o el activo tiene una vida útil indefinida, la entidad determinará el nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (las unidades generadoras de efectivo) y se estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo al que pertenece el activo. Las unidades generadoras de efectivo son equivalentes a los segmentos operativos.

Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo o unidad generadora de efectivo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre valor razonable de un activo menos los costos para la venta y el valor en uso. La estimación del valor en uso se basa en las proyecciones de flujos de efectivo y descontado a su valor presente usando una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado y los riesgos asociados con el activo o unidad generadora de efectivo. La mejor determinación del valor justo menos costos de venta incluye los precios de transacciones realizadas. Si las transacciones no pueden ser identificadas en el mercado, se usará un modelo de valuación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido eventos que justifiquen reversiones de la pérdida. La reversión de una pérdida por deterioro no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización y depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en ejercicios anteriores.

La prueba de deterioro de plusvalía y activos intangibles con vidas útiles indefinidas se realiza al 01 de octubre de cada año.

4.8 Activos Financieros

Clasificación y Presentación

AES Gener clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y activos disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

(a) Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados

Los activos financieros son clasificados a la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultado cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultado. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Las ganancias y pérdidas de activos mantenidos para negociar se reconocen en resultados. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas.

(b) Préstamos y Cuentas por Cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no-derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto aquellos con vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de cierre que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" en el estado de situación financiera.

(c) Activos Financieros Mantenidos hasta su Vencimiento

Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la Administración del Grupo tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si el Grupo vendiese un importe que no fuese insignificante de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría a categoría de activos financieros disponible para la venta.

(d) Activos financieros disponibles para la Venta

Los activos financieros disponibles para la venta son activos no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la Administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de cierre.

Valorizaciones en Momento de Reconocimiento Inicial y Enajenación

Valorización Inicial

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Valorización Posterior

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de "Otras ganancias / (pérdidas) netas" en el período en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de "Otras ganancias / (pérdidas) netas" cuando se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

Las variaciones en el valor razonable de títulos de deuda denominados en monedas extranjeras y clasificadas como disponibles para la venta se analizan separando las diferencias surgidas en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del título. Las diferencias de conversión de títulos monetarios se reconocen en el estado de resultados; las diferencias de conversión de títulos no monetarios se reconocen en el patrimonio neto. Las variaciones en el valor razonable de los títulos monetarios y no monetarios clasificados como disponibles para la venta se reconocen en Otras reservas.

Cuando los títulos clasificados como disponibles para la venta se enajenan o sufren una pérdida por deterioro, los ajustes acumulados al valor razonable reconocidos en Otras Reservas se reversan y se incluyen en el estado de resultados.

Los intereses de instrumentos disponibles para la venta calculados utilizando el método de tasa de interés efectiva se reconocen en el estado de resultados en la línea de "Ingresos Financieros". Los dividendos de instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados como "otras ganancias / (pérdidas) netas" cuando se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), el Grupo establece el valor razonable empleando las siguientes técnicas de valoración:

- (i) el uso de transacciones libres recientes entre las partes interesadas y debidamente informadas, referidas a otros instrumentos sustancialmente iguales,
- (ii) el análisis de flujos de efectivo descontados,
- (iii) los modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de los inputs del mercado y confiando lo menos posible en los supuestos específicos de la entidad.

Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Deterioro

El Grupo evalúa en la fecha de cada cierre si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de instrumentos clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los instrumentos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para la venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocida en las pérdidas o ganancias se elimina de Otras reservas y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva menos la provisión por pérdidas por deterioro de valor.

Se establece una provisión de incobrables de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta por cobrar se ha deteriorado. El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce a medida que se utiliza la cuenta de provisión y la pérdida se reconoce en el estado de resultados dentro de "Costo de ventas". Cuando una cuenta a cobrar sea incobrable, se regulariza contra la cuenta de provisión para las cuentas a cobrar.

La recuperación posterior de importes dados de baja con anterioridad se reconoce como abono en "Costo de venta".

4.9 Pasivos financieros

AES Gener clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, acreedores comerciales, préstamos que devengan intereses o derivados designados como instrumentos de coberturas efectivas (ver Nota 4.10). La Administración determina la clasificación de sus pasivos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando la obligación es cancelada, liquidada o vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo prestador bajo términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente son sustancialmente modificados, tal intercambio o modificación es tratada como baja contable del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia en los respectivos montos en libros es reconocida en el estado de resultados.

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente al valor justo y en el caso de préstamos, incluyen costos directamente atribuibles a la transacción. La medición posterior de los pasivos financieros depende de su clasificación tal como se explica a continuación.

(a) Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados

Los pasivos financieros son clasificados a la categoría de pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Las ganancias y pérdidas de pasivos mantenidos para negociar se reconocen en resultados. Esta categoría incluye los instrumentos derivados no designados para la contabilidad de cobertura.

(b) Acreedores comerciales

Los saldos por pagar a proveedores son valorados posteriormente en su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

(c) Préstamos que devengan intereses

Los préstamos se valorizan por su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva. El costo amortizado es calculado tomando en cuenta cualquier prima o descuento de la adquisición e incluye costos de transacciones que son parte integral de la tasa de interés efectiva.

4.10 Instrumentos Financieros Derivados y Actividades de Cobertura

El Grupo usa instrumentos financieros derivados tales como contratos swaps de tasa de interés, swaps de moneda y forwards de moneda para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio. Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante del cambio en el valor razonable depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo designa determinados derivados como:

- (a) coberturas del valor razonable;
- (b) coberturas de flujo de caja;

El Grupo documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para llevar a cabo diversas operaciones de cobertura. El Grupo también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

(a) Cobertura del Valor Razonable

Los cambios en el valor razonable de derivados que se designan y califican como coberturas del valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto.

El Grupo no ha utilizado coberturas de valor razonable en los ejercicios presentados.

(b) Cobertura de Flujos de Caja

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en Otras reservas. La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de "Costo financiero".

Los importes acumulados en Otras reservas se llevan al estado de resultados en los períodos en que la partida cubierta afecta al resultado. En el caso de las coberturas de tasas de interés, esto significa que los importes reconocidos en el patrimonio se reclasifican a resultados en "Costos financieros" a medida que se devengan los intereses de las deudas asociadas. En el caso de las coberturas de tasa de interés y moneda (cross currency swap), los importes reconocidos en Otras reservas se reclasifican a resultados en "Costos financieros" a medida que se devengan los intereses y a "Diferencias de cambio" producto de la valorización de las deudas a tipos de cambio de cierre.

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende o cuando no cumple los requisitos exigidos para contabilidad de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el Otras reservas hasta ese momento permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista es reconocida finalmente en el estado de resultados. Cuando se espera que la transacción prevista no se vaya a producir, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto se lleva inmediatamente al estado de resultados dentro de "Costo financiero".

(c) Derivados que no son Registrados como Contabilidad de Cobertura

Determinados derivados no se registran bajo la modalidad de contabilidad de cobertura y se reconocen como valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de cualquier instrumento derivado registrado de esta manera se reconocen inmediatamente en el estado de resultados, dentro de "Costo financiero".

(d) Derivados Implícitos

La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en resultados. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor razonable en resultados.

4.11 Inventarios

Los inventarios se valorizan al menor valor entre su costo o valor neto realizable. El costo se determina por el método precio medio ponderado (PMP). El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

4.12 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en "Otros pasivos financieros corrientes".

Efectivo restringido está incluido en el estado de posición financiera en "Efectivo y equivalentes al efectivo" excepto cuando la naturaleza de la restricción es tal que deja de ser líquido o fácilmente convertible a efectivo. En este caso el efectivo restringido con restricciones menores a 12 meses serán reconocidos en "Otros activos financieros corrientes" y sobre 12 meses serán registrados en "Otros activos financieros no corrientes". La clasificación de efectivo y equivalente de efectivo no difiere de lo considerado en el estado de flujo de efectivo.

4.13 Capital Emitido

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase, sin valor nominal y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los fondos obtenidos a través de una emisión de nuevas acciones.

4.14 Impuestos

Impuestos a las Ganancias

La Compañía y sus subsidiarias determinan su impuesto a la renta corriente sobre la base de la renta líquida imponible determinada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada período. Las tasas de impuestos y leyes fiscales utilizadas en el cálculo del impuesto a las ganancias corresponden a aquellas publicadas a la fecha de presentación de los Estados Financieros en los países donde opera y genera ingresos imponibles el Grupo.

El resultado por impuesto a las ganancias del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Compañía y sus respectivas subsidiarias, y resulta de la aplicación del gravamen sobre la base imponible del período, la cual considera los ingresos imponibles y gastos deducibles tributariamente, más la variación de activos y pasivos por impuesto diferido y créditos tributarios.

Impuestos Diferidos

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las Ganancias".

Las diferencias entre los valores contables de activos y pasivos y sus bases tributarias generan (con posible excepción de inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos según lo indicado más adelante) los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Un pasivo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias tributables relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas, o con participaciones en negocios conjuntos, excepto cuando se cumplen ambas condiciones siguientes:

- (a) la matriz, inversionista o participante de un negocio conjunto pueda controlar la oportunidad del reverso de la diferencia temporaria y
- (b) es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias deducibles que se originan de inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, sólo en la medida que sea probable que:

- (c) las diferencias temporarias se reviertan en un futuro previsible; y
- (d) se disponga de renta líquida imponible contra la cual puedan utilizarse las diferencias temporarias.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos que no provengan de combinaciones de negocios, se registran en resultado o en patrimonio, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectiva la utilización de créditos tributarios.

Las sociedades del Grupo que presentan pérdidas tributarias reconocen un activo por impuesto diferido cuando el uso de las mencionadas pérdidas es probable, para lo cual se considera la generación de ganancias tributarias futuras y la fecha de expiración de las pérdidas tributarias. Tanto en Chile como en Colombia las pérdidas tributarias no tienen plazo de expiración, en tanto que en Argentina expiran al quinto año.

Las subsidiarias argentinas determinan el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal en cada período corresponde al monto mayor al comparar el impuesto a la ganancia mínima presunta con el impuesto a las ganancias. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un período fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez períodos siguientes.

4.15 Beneficios a los Empleados

(a) Beneficios a los Empleados – Corto Plazo

La Compañía registra los beneficios de corto plazo a empleados, tales como sueldo, vacaciones, bonos y otros, sobre base devengada y contempla aquellos beneficios emanados como obligación de los convenios colectivos de trabajo como práctica habitual de la Compañía.

(b) Beneficios Post-Empleo: Planes de Beneficios Definidos

La Compañía ha reconocido el total de los pasivos relacionados a los planes de pensiones voluntarios para empleados retirados (los empleados activos no son acreedores de este beneficio al momento de su retiro) y otros beneficios post-retiro, tal como está estipulado en los acuerdos colectivos existentes en empresas chilenas del Grupo. Los beneficios de pensión incluyen el pago de una pensión complementaria adicional a la prevista por el sistema de seguridad social chileno, el cual es pagado de por vida a los empleados retirados. Adicionalmente, estos beneficios incluyen servicios de salud y subsidios de electricidad. Asimismo, la subsidiaria colombiana AES Chivor posee un plan de pensiones limitado a cierto grupo del personal y consiste en una pensión complementaria para aquellas personas no cubiertas por las disposiciones de la Ley N°100 de 1993.

Las obligaciones por planes de beneficios post-empleo han sido registradas al valor de la obligación del beneficio proyectado determinado aplicando cálculo actuarial y utilizando el método del costo de la unidad de crédito proyectado (Projected Unit Credit Method). Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos o beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. En Chile la tasa de descuento es basada en referencia al rendimiento de los bonos soberanos en Unidad de Fomento del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo, mientras que en Colombia la tasa se determina en base al rendimiento de los bonos soberanos a largo plazo emitidos por el Gobierno Colombiano. El uso de las tasas de bonos soberanos se realiza considerando que en ambos países no existen mercados suficientemente activos de bonos corporativos de alta calidad crediticia. En el caso de aquellos ex empleados en Chile, quienes sólo tienen derecho a beneficios médicos y subsidios de electricidad, los beneficios son reconocidos en base a una estimación de la proporción de los beneficios ganados a la fecha del balance. Las obligaciones por beneficios médicos y subsidios de electricidad han sido determinadas considerando la tendencia en costos médicos futuros y en electricidad fija para el bono entregado a los empleados retirados y activos después del retiro.

Las pérdidas y ganancias actuariales se reconocen usando el método corredor. Las pérdidas o ganancias actuariales netas acumuladas de cada plan que superan el 10% del valor actual de la obligación por beneficios definidos, se reconocen en resultados. Las pérdidas o ganancias actuariales inferiores al 10% del valor actual de la obligación por beneficios definidos, se cargan o abonan en el Otras reservas en Patrimonio donde se amortiza durante el período remanente de trabajo esperado del empleado.

(c) Compensaciones Basadas en Acciones

AES Corporation, accionista mayoritario de AES Gener S.A., otorga a ciertos empleados de sus subsidiarias compensaciones basadas en acciones, el cual consiste de una combinación de opciones y acciones restringidas. Los derechos sobre estos planes generalmente se devengan en plazos de tres años.

El valor razonable de los servicios de los empleados recibidos a cambio de la concesión de la opción se reconoce como un gasto y un correspondiente incremento o aporte en el patrimonio neto de la Compañía. El costo es medido a la fecha de otorgamiento basado en el valor razonable de los instrumentos de patrimonio o pasivos emitidos y es reconocido como gasto en base a un método lineal sobre el período de devengo, neto de una estimación por opciones no ejercitadas (ver Nota 34).

Actualmente, la Compañía utiliza el modelo de Black-Scholes para estimar el valor razonable de las opciones de acciones otorgadas a los empleados.

(d) Indemnizaciones por Años de Servicios

La obligación por indemnizaciones por años de servicio pactada con el personal en virtud de los convenios suscritos, es provisionada al valor actual de la obligación total sobre la base del método de costo proyectado del beneficio, considerando para estos efectos una tasa de descuento basada en el rendimiento de los bonos soberanos en Unidad de Fomento del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo.

Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos de beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) y en rotación de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. La tasa de descuento está determinada en la misma forma que para los beneficios post-empleo, como está detallado en Nota 4.15 (b) Beneficios post-empleo: planes de beneficios definidos.

4.16 Provisiones

Las provisiones para restauración medioambiental, restauración de sitios y retiro de activos, costos de reestructuración y litigios se reconocen cuando:

- (a) el Grupo tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- (b) es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación, y
- (c) el importe se ha estimado en forma fiable.

No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando una tasa de descuento que refleje las evaluaciones del mercado actual, del valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la obligación. El incremento en la provisión con motivo del paso del tiempo se reconoce como un gasto por intereses.

4.17 Reconocimiento de Ingresos

El Grupo reconoce los ingresos cuando:

- (a) el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad;
- (b) es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir hacia el Grupo, y
- (c) se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades del Grupo, tal como se describe a continuación.

No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta. El Grupo basa sus estimaciones en resultados históricos, teniendo en cuenta el tipo de cliente, el tipo de transacción y los términos concretos de cada acuerdo.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades del Grupo. Los ingresos ordinarios se presentan netos del impuesto sobre el valor agregado, devoluciones, rebajas y descuentos y después de eliminadas las ventas dentro del Grupo.

(a) Ingresos por Venta de Productos y Servicios

Los ingresos por ventas de energía y potencia se contabilizan de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos de energía y potencia suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas para cada ejercicio. Estos valores se contabilizan en el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" en los activos corrientes.

Adicionalmente, la Compañía reconoce ingresos por ventas de existencias, tales como carbón y gas natural al momento de transferencia de los riesgos y beneficios relacionados a sus clientes. Asimismo, reconoce ingresos por servicios de ingeniería, asesorías y otros en la medida que se preste el servicio aplicando el método del grado de avance.

(b) Ingresos por Intereses

Los ingresos por intereses se reconocen en forma devengada usando el método de tasa de interés efectiva.

(c) Ingresos por Dividendos

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho del accionista a recibir el pago, posterior a la aprobación en la junta de accionistas de la empresa que distribuirá el dividendo.

(d) Ingresos Diferidos

La Compañía tiene formando parte de sus pasivos corrientes y no corrientes, cobros por servicios pagados en forma anticipada, generados por el uso de instalaciones y contratos de suministro de energía y potencia. El efecto en resultado de estos pagos, está siendo reconocido dentro de los ingresos ordinarios durante el plazo de vigencia de los respectivos contratos.

4.18 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento se basa en el fondo económico del acuerdo, si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo o activos específico o el acuerdo implica un derecho de uso del activo. Los arrendamientos financieros en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. Ejemplos de indicadores de un leasing financiero son los siguientes:

- el arrendamiento transfiere la propiedad del activo al arrendatario al finalizar el plazo del arrendamiento;
- el arrendatario tiene la opción de comprar el activo a un precio que se espera sea suficientemente inferior al valor razonable, en el momento en que la opción sea ejercitable, de modo que, al inicio del arrendamiento, se prevea con razonable certeza que tal opción será ejercida;
- el plazo del arrendamiento cubre la mayor parte de la vida económica del activo (esta circunstancia opera incluso en caso de que la propiedad no vaya a ser transferida al final de la operación);
- al inicio del arrendamiento, el valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento es al menos equivalente a la práctica totalidad del valor razonable del activo objeto de la operación; y
- los activos arrendados son de una naturaleza tan especializada que sólo el arrendatario tiene la posibilidad de usarlos sin realizar en ellos modificaciones importantes.

Los contratos que no cumplen con los indicadores de un leasing financiero se clasifican como operativos.

(a) Grupo es el Arrendatario – Arrendamiento Financiero

El Grupo arrienda determinadas propiedades, plantas y equipos. Cuando el Grupo retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de la propiedad de los activos arrendados, los acuerdos se clasifican como arrendamientos financieros. Los activos sujetos a arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al menor entre el valor razonable de la propiedad arrendada y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para conseguir una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la obligación. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen en otras cuentas a pagar no corriente. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período. Los ítemes de propiedades, planta y equipo adquiridos en régimen de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor período entre sus vidas útiles o la duración de los contratos respectivos.

(b) Grupo es el Arrendatario – Arrendamiento Operativo

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y beneficios derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

(c) Grupo es el Arrendador – Arrendamiento Financiero

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, se presenta en una cuenta financiera por cobrar a valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento. El valor de la inversión neta es el monto descontado usando la tasa implícita de los pagos mínimos del arrendamiento y el valor residual no garantizado del activo.

Los ingresos por arrendamiento se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja un tipo de rendimiento periódico constante.

(d) Grupo es el Arrendador – Arrendamiento Operativo

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro de Propiedades, plantas y equipos en el estado de situación financiera.

Los ingresos derivados de arrendamientos operativos se reconocen en el estado de resultados de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

4.19 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad se reconoce como un pasivo y su correspondiente disminución en el patrimonio neto en las cuentas anuales consolidadas del Grupo en el período en que los dividendos son aprobados por la Junta de Accionistas de la Sociedad.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% del resultado del mismo menos dividendos distribuidos en forma provisoria de acuerdo a la Ley N°18.046 como dividendo mínimo, dado que dicha ley obliga distribución de al menos el 30% del resultado financiero del ejercicio, a menos que la Junta de Accionistas disponga por unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto lo contrario.

4.20 Gastos de Medio Ambiente

Los desembolsos asociados a la protección del medio ambiente se imputan a resultados cuando se incurren. Las inversiones en obras de infraestructura destinadas a cumplir requerimientos medioambientales son activadas siguiendo los criterios contables generales para Propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a lo establecido en las NIIF.

NOTA 5 – GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

5.1 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de Gestión de Riesgos está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad del Grupo AES Gener en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera relevantes, tanto en circunstancias normales como excepcionales. La gestión de riesgo de la Compañía está alineada con las directrices generales definidas por su accionista controlador AES Corporation.

Eventos de “riesgo financiero” se refieren a situaciones en las cuales se está expuesto a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados. Es por ello que la Administración ha evaluado como estratégico, gestionar con responsabilidad y efectividad, todos aquellos componentes de incertidumbre financiera identificados y evaluados relevantes a las operaciones, tanto bajo condiciones normales como también excepcionales.

Entre los aspectos de relevancia se encuentran:

- Proveer de transparencia, estableciendo tolerancias de riesgo y determinando guías que permitan desarrollar estrategias que mitiguen una exposición significativa al riesgo relevante.
- Proveer una disciplina y proceso formal para evaluar los riesgos y ejecutar aspectos comerciales de nuestros negocios.

La estructura de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, determinación, análisis, cuantificación, medición y control de estos eventos. Es responsabilidad de la Administración, y en particular de la Gerencia de Finanzas y la Gerencia Comercial, la evaluación y gestión constante del riesgo financiero.

5.2 Factores de Riesgo

(a) Riesgos de Mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: Riesgo de tipo de cambio, Riesgo de tasa de interés y Riesgo de precio de combustible.

(i) Riesgo de Tipo de Cambio

Con excepción de las operaciones en Colombia, la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Asimismo, en Chile la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener mantenía varios contratos de seguro de cambio (forwards) con bancos con el propósito de disminuir el riesgo de cobro de las ventas de energía pagadas en pesos chilenos, ya que si bien la mayoría de los contratos de suministro de energía de la empresa tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por un período de tiempo. Al cierre de diciembre de 2011, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense podría generar un impacto de aproximadamente MUS\$12.700 en los resultados de AES Gener. Al 31 de diciembre de 2011, aproximadamente 85,6% de los ingresos ordinarios y el 91,6% de los costos de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses.

En relación a las subsidiarias extranjeras de la Compañía, cabe señalar que la moneda funcional de AES Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contrato, y los costos operacionales de la subsidiaria están principalmente ligados al peso colombiano. Al 31 de diciembre de 2011, las ventas en pesos colombianos representaron 12% de los ingresos consolidados. Adicionalmente, los dividendos de AES Chivor están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Por otra parte, los precios spot en el mercado argentino se fijan en pesos argentinos. El ingreso por estas ventas representó 2,4% de los ingresos consolidados al cierre de diciembre de 2011.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2011, 82,0% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 15,1% en pesos chilenos, 2,2% en pesos colombianos y 0,7% en pesos argentinos.

Respecto de préstamos bancarios y obligaciones en bonos denominados en moneda distinta al dólar estadounidense, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para eliminar el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente MUS\$219.527, AES Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de diciembre 2011, el 98,1% de la deuda de AES Gener y sus subsidiarias está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

MONEDA	31-12-2011 %	31-12-2010 %
US\$	98,1	97,2
UF	1,9	2,2
Col\$	0,0	0,6

(ii) Riesgo de Tasa de Interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

La Compañía administra su riesgo de tasa de interés manteniendo un portafolio equilibrado de deuda a tasa fija y variable. Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Actualmente, existen swaps de tasa de interés para una parte importante de la deuda asociada a las subsidiarias Eléctrica Ventanas y Eléctrica Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

TASA	31-12-2011 %	31-12-2010 %
Tasa Fija	90,1	87,4
Tasa Variable	9,9	12,6

(iii) Riesgo de Precio de Combustible

El Grupo se ve afectado por la volatilidad de ciertos combustibles. Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diesel y gas natural licuado (GNL), son "commodities" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. En el caso de diesel y GNL, se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. La variación del precio de los combustibles tales como el carbón, diesel y gas natural pueden hacer variar la composición de costos de la Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Dado que AES Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato. Adicionalmente, la Compañía ha estructurado una estrategia de compra de carbón, manteniendo una parte a precio fijo y otra a precio variable, de manera de alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a ventas de energía contratada.

Actualmente, las compras de diesel y GNL no tienen una cobertura asociada. Dado que en la actualidad la energía contratada de AES Gener se encuentra equilibrada con su generación eficiente, se espera que las unidades de respaldo que utilizan diesel operen sólo en condiciones de estrechez tales como condiciones hidrológicas secas en el caso del SIC, vendiendo su energía en el mercado spot. Bajo estas condiciones, y considerando que la central de respaldo Nueva Renca de la subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A. ("Eléctrica Santiago") utilizó GNL para su generación durante este período, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diesel durante el ejercicio 2011, habría significado una variación positiva de aproximadamente MUS\$25.279 en el margen bruto de la Compañía, mientras que una disminución del 10% habría significado una variación negativa de aproximadamente igual magnitud. Cabe señalar que la central Nueva Renca de la subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

(b) Riesgo de Crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Gener y sus subsidiarias establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos y otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto a los deudores por venta, los clientes de AES Gener en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia y sobre 90% de ellas cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Las ventas del Grupo AES Gener en el mercado spot se realizan obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del CDEC según el despacho económico realizado por esta entidad. Cabe señalar que un generador miembro del SIC fue declarado en quiebra durante el mes de septiembre de 2011, producto de las pérdidas financieras causadas por las condiciones hidrológicas secas registradas en el sistema. AES Gener y Eléctrica Santiago presentaron en este proceso de quiebra escritos de verificación de crédito por los montos adeudados a cada Compañía por un total de MUS\$64 y MUS\$2.680, respectivamente, más el interés legal convencional, cifras que han sido provisionados al cierre de diciembre de 2011 (ver nota 34.4 b.4). En Colombia, AES Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías. Durante el año 2010, también en condiciones de sequía, AES Chivor sufrió problemas de cobranza con un comercializador de energía y eventualmente registró una pérdida de MUS\$1.300 asociado al monto impago. En este caso, el comercializador fue expulsado de la Bolsa y AES Chivor presentó acciones para intentar recuperar el monto adeudado.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza AES Gener y sus subsidiarias, tales como fondos mutuos y depósitos a plazos, incluyendo derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y Fitch y "A2" en escala Moody's. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

La exposición máxima a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en la Nota 10 Instrumentos Financieros. La Compañía no mantiene garantías por dichos activos financieros.

(c) Riesgo de Liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener un equilibrio entre la continuidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS\$537.778, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS\$409.157 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS\$128.621, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2010, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS\$592.890, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de MUS\$294.261 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de MUS\$298.629. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento original inferior a tres meses, valores negociables, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de diciembre, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$257.635 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$335.715. Cabe señalar que el 21 de octubre de 2011 AES Gener obtuvo una nueva línea comprometida con un sindicado de bancos locales por UF 6.000.000 (MUS\$257.635) con vencimiento en octubre de 2016. Esta nueva línea reemplaza las líneas comprometidas no utilizadas anteriores, las cuales fueron canceladas en forma simultánea (ver nota 32.3 d)

En relación al pago de deuda, AES Gener no tiene vencimientos importantes durante los próximos dos años. Cabe señalar que el vencimiento del año 2014 se redujo significativamente desde MUS\$628.344 al 30 de junio de 2011 a MUS\$379.567 al 31 de diciembre de 2011 mediante el proceso de refinanciamiento concluido en el mes de agosto de 2011. Este proceso, como parte del activo manejo de pasivos de la Compañía, fue efectuado para extender el vencimiento de parte importante de la deuda corporativa. El proceso incluyó la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de aproximadamente 63% del bono estadounidense de MUS\$400.000 con vigencia 2014, el rescate voluntario de aproximadamente 48% del bono chileno Serie Q de MUS\$196,000 con vigencia 2019 y la emisión de un nuevo bono estadounidense por un total de MUS\$401.682 con vigencia 2021, a una tasa de interés de 5,25%. El gráfico y tabla a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses:

TABLA DE AMORTIZACIÓN DE DEUDA

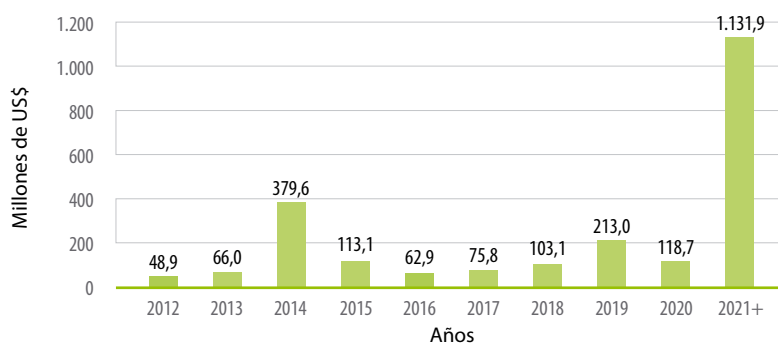


TABLA DE VENCIMIENTOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Tasa de interés promedio	Vencimiento (en millones de US\$)					
	2012	2013	2014	2015	2016+	
TASA FIJA						
(UF con swap a US\$)	5,50%	-	-	47,0	-	
(UF con swap a US\$)	7,34%	-	-	-	172,5	
(US\$)	7,50%	-	-	147,1	-	
(US\$)	5,25%	-	-	-	401,7	
(US\$)	8,00%	-	-	-	102,2	
(UF)	7,50%	0,8	0,9	1,0	1,1	
(US\$)	9,75%	-	-	170,0	-	
(US\$)	6,95%	6,0	6,0	3,0	-	
TASA VARIABLE						
(US\$)	Libor + Spread	21,1	22,5	25,5	25,9	
(US\$)	Libor + Spread	21,0	36,6	33,0	39,1	
(Col\$)	DTF + Spread	-	-	-	-	
TOTAL		48,9	66,0	379,6	113,1	1.705,4

5.3 Medición del Riesgo

La Compañía sostiene métodos para medir la efectividad y eficacia de las estrategias de riesgo, tanto en forma prospectiva y retrospectiva.

Para dicho análisis se emplean y documentan diversas metodologías de mercado sobre cuantificación de riesgo, tales como métodos de análisis de regresión, tolerancias de riesgo y máximas exposiciones, de forma de ajustar las estrategias de riesgo y mitigación y evaluar sus impactos.

NOTA 6 – USO DE ESTIMACIONES, JUICIOS Y SUPUESTOS CONTABLES

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. Cambios en estimaciones o supuestos podrían tener un impacto mayor en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la Administración:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de las obligaciones post empleo con los empleados, incluyendo tasa de descuento. (Ver nota 23)
- La vida útil y valores residuales de las propiedades, plantas y equipos e intangibles. (Ver nota 17 y 18)
- Los supuestos utilizados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros, incluyendo riesgo de crédito. (Ver nota 10)
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes. (Ver nota 22)
- Los desembolsos futuros por obligaciones de desmantelamiento y retiro de activos, incluyendo tasa de descuento. (Ver nota 22)
- Determinación de existencia de arrendamientos financieros u operativos en función de la transferencia de riesgos y beneficios de los activos arrendados. (Ver nota 18)
- La asignación de intangibles y plusvalía a Unidades de Generadoras de Efectivo (UGE) y la del valor recuperable en la determinación de pérdidas por deterioro (Ver nota 17)
- La valoración de los instrumentos derivados implícitos donde no existe información en el mercado. (Ver nota 10)

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 nueva información o nuevos acontecimientos que tengan 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, de acuerdo con la NIC 8 "Políticas contables, cambios en estimaciones contables y errores".

NOTA 7 – SEGMENTOS OPERATIVOS

7.1 Definición de Segmentos.

La Compañía define y gestiona sus actividades en función a ciertos segmentos de negocios que reúnen cualidades particulares e individuales desde el punto de vista económico, regulatorio, comercial u operativo.

Un segmento es un componente del Grupo:

- que está involucrado en actividades de negocios desde el cual genera ingresos e incurre en costos;
- cuyos resultados operativos son regularmente monitoreados por la Administración, con el fin de tomar decisiones, asignar recursos y evaluar el desempeño, y
- sobre el cual cierta información financiera está disponible.

La Administración monitorea separadamente los resultados operativos de sus segmentos de negocios para la toma de decisiones relacionadas con asignación de recursos y evaluación de desempeño. El desempeño del segmento es evaluado basado en ciertos indicadores operativos, tales como margen bruto (diferencia entre ingresos ordinarios y costos de ventas) y EBITDA Ajustado (este último se define como el margen bruto antes de gastos de depreciación, deduciendo los gastos de administración y otros gastos varios de operación y finalmente adicionando ciertos ingresos de explotación que no forman parte del margen bruto). Resultados financieros e impuestos a la renta son analizados y administrados en forma consolidada y, por lo tanto, no están alocados a los segmentos operativos.

Los resultados y saldos de activos en segmentos se miden de acuerdo a las mismas políticas contables aplicadas a los estados financieros. Se eliminan las transacciones y resultados no realizados entre segmentos.

Los pasivos financieros de AES Gener están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

7.2 Clientes por Segmentos

La Compañía segmenta sus actividades de negocios en función a los mercados interconectados de energía en los cuales opera, los cuales son:

- Sistema Interconectado Central ("SIC")
- Sistema Interconectado Norte Grande ("SING" y "SADI" - Sistema Argentino de Interconexión)
- Sistema Interconectado Nacional ("SIN"), referente a las operaciones en Colombia.

Los segmentos mencionados se refieren a áreas geográficas.

En todos los segmentos, la principal actividad de la Compañía consiste en generación de energía eléctrica.

7.3 Activos por Segmentos

Los activos por segmento se detallan en el siguiente cuadro:

ACTIVOS POR SEGMENTOS	Por los ejercicios terminados al									
	31-12-2011					31-12-2010				
	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco MUS\$	Total MUS\$	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar ⁽¹⁾	368.795	179.580	82.747	(216.290)	414.832	491.469	108.679	79.188	(236.188)	443.148
Propiedades, Planta y Equipo, Neto ⁽²⁾	1.856.693	1.859.235	661.391	(1.850)	4.375.469	1.720.275	1.774.318	686.663	(2.063)	4.179.193
Inversión en Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	273.375	-	-	-	273.375	252.051	-	-	-	252.051

(1) Los Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar, neto, incluyen la porción corriente y no corriente y además el rubro "Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente".

(2) Ver Nota 18 Propiedades, plantas y equipos.

7.4 Ingresos y Costos por Segmentos

Los Ingresos y costos por Segmentos se detallan en el siguiente cuadro:

INFORMACIÓN DE RESULTADOS POR SEGMENTOS	Por los ejercicios terminados al									
	31-12-2011					31-12-2010				
	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco MUS\$	Total MUS\$	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$
Ingresos Ordinarios, Total	1.364.988	592.342	364.848	(191.892)	2.130.286	1.071.344	409.694	392.460	(71.449)	1.802.049
(-) Costo de Ventas	1.115.674	386.603	132.829	(191.892)	1.443.214	987.490	265.491	187.346	(71.449)	1.368.878
Margen bruto	249.314	205.739	232.019	-	687.072	83.854	144.203	205.114	-	433.171
EBITDA AJUSTADO	245.697	269.600	221.978	-	737.275	82.608	187.788	203.202	-	473.598
Resultado en Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	31.109	-	-	-	31.109	42.361	-	-	-	42.361
Inversiones de capital	244.661	186.059	4.933	-	435.653	86.074	266.097	3.100	-	355.271

El siguiente cuadro detalla las partidas consideradas a efectos del cálculo de EBITDA

CÁLCULO DE EBITDA AJUSTADO	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.130.286	1.802.049
Costo de ventas	(1.443.214)	(1.368.878)
Margen Bruto	687.072	433.171
Depreciación y amortización	195.648	168.228
EBITDA Operacional	882.720	601.399
Prov. Desmantelamiento (ARO)	1.846	1.510
Otros Ingresos de la Operación	6.144	5.881
Otros gastos por función	(5.215)	(19.125)
Gastos Administración y ventas	(148.220)	(116.067)
TOTAL EBITDA AJUSTADO	737.275	473.598

NOTA 8 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

CLASES DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Efectivo en caja	41	48
Saldos en bancos	134.727	46.924
Depósitos a corto plazo	212.144	170.374
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	62.245	76.915
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	409.157	294.261

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan intereses de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

El concepto de "Otros efectivo y equivalentes al efectivo" incluyen los fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y que permiten disponibilidad inmediata sin restricciones, registrados a valor razonable a la fecha de cierre de los estados financieros y pactos con compromiso de retrocompra, los cuales corresponden a inversiones de corto plazo en bancos y corredoras de bolsa, respaldadas en instrumentos financieros emitidos por el Banco Central de Chile y bancos privados de calidad crediticia de primer nivel.

Los saldos de Efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en el estado de situación financiera, no difieren del presentado en el Estado de Flujos de Efectivo.

La composición del rubro por tipos de monedas al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO POR MONEDA	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
\$	81.326	78.231
Ar\$	3.428	7.422
Col\$	11.995	4.312
US\$	312.408	204.296
TOTAL DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	409.157	294.261

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, incluido en Efectivo y equivalente de efectivo se mantiene saldos en cuentas bancarias que cuentan con restricciones, sin embargo, están utilizados por parte de la Compañía para efectos operacionales y capital de trabajo, según el siguiente detalle:

Compañía	Clase De Efectivo	Saldos	
		31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Otro efectivo con restricciones	68.465	12.585
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Otro efectivo con restricciones	9.754	28.342
TOTAL		78.219	40.927

El monto relacionado con Empresa Eléctrica Angamos S.A. está restringido por requerimiento del contrato de financiamiento con varias instituciones bancarias, lideradas por Royal Bank Scotland (anteriormente ABN Amro) y BNP Paribas (incluyendo la porción asumida por Fortis).

Los depósitos de reserva obligatorios relacionados con actividades operacionales de Empresa Eléctrica Ventanas S.A. son requeridos por el contrato de financiamiento con varias instituciones bancarias, lideradas por BNP Paribas (anteriormente Fortis) y Credit Agricole (anteriormente Calyon Bank).

NOTA 9 - OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el detalle de los otros activos financieros es el siguiente:

OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	Corriente		No corriente	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Depósitos a plazo ⁽¹⁾	128.621	298.629	-	-
Derivado implícito con cambio en resultado ⁽²⁾	475	488	-	24
Contratos Forward ⁽²⁾	717	155	-	-
Activos de cobertura ⁽²⁾	7.014	209	1.330	53.075
Inversión en Gasoducto GasAndes S.A. ⁽³⁾	-	-	7.927	9.877
Inversión en Gasoducto GasAndes (Argentina) ⁽³⁾	-	-	2.200	2.200
Cuentas por cobrar a Gasoducto GasAndes S.A.	2.215	-	-	2.215
Inversión CDEC SIC Ltda.	-	-	137	137
Inversión CDEC SING Ltda.	-	-	557	557
Inversiones restringidas	-	-	491	546
Otros activos financieros	1.354	1.019	-	-
TOTAL	140.396	300.500	12.642	68.631

(1) Las inversiones en depósitos a plazo fueron clasificadas en este rubro, dado que tienen un vencimiento mayor a tres meses y menor a doce meses. Sus valores se aproximan a sus valores razonables, dada la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Las inversiones en depósito a plazos incluyen inversiones de AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P., las cuales se encuentran restringidas, dado que garantizan la deuda en Bonos que posee la compañía. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los saldos de estas inversiones ascienden a MUS\$8.294 y MUS\$8.298, respectivamente.

(2) Los derivados implícitos, contratos forward y activos de cobertura se encuentran registrados a su valor justo (mayor detalle ver Nota 10.4 Instrumentos Derivados).

(3) Las inversiones en Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina) y Gasoducto GasAndes S.A., corresponden a un 13% de la participación accionaria que AES Gener S.A. tiene en ambas sociedades (mayor detalle ver Nota 10.1 "Instrumentos financieros por categoría"). (Ver Nota 28: Otras Ganancias (Pérdidas)).

NOTA 10 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

10.1 Instrumentos Financieros por Categoría

La clasificación de activos financieros a las categorías descritas en la Nota 4.8 se detalla a continuación:

31 DE DICIEMBRE 2011	Efectivo y equivalente al efectivo MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	409.157	-	-	-	-	409.157
Otros activos financieros corrientes	-	-	1.192	7.014	132.190	140.396
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	271.973	-	-	-	271.973
Otros activos financieros no corrientes	-	491	-	1.330	10.821	12.642
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	13.885	-	-	-	13.885
TOTAL	409.157	286.349	1.192	8.344	143.011	848.053

31 DE DICIEMBRE 2010	Efectivo y equivalente al efectivo MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	294.261	-	-	-	-	294.261
Otros activos financieros corrientes	-	-	643	209	299.648	300.500
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	291.087	-	-	-	291.087
Otros activos financieros no corrientes	-	546	24	53.075	14.986	68.631
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	12.437	-	-	-	12.437
TOTAL	294.261	304.070	667	53.284	314.634	966.916

El valor razonable de los activos financieros tales como Efectivo y equivalentes al efectivo y porción corriente de las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas se aproximan a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en otros activos financieros corrientes y no corrientes clasificados como activos financieros a valor razonable con cambio en resultado y derivados de cobertura (que incluyen derivados implícitos, derivados de cobertura y no designados como de cobertura) se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. En Nota 10.2 Valoración de Instrumentos Derivados, se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros clasificados como activos financieros disponibles para la venta, registrados en los rubros Otros Activos Financieros Corrientes y no Corrientes, corresponden a fondos de inversión, los cuales se registran a valor razonable (valor cuota de los fondos) y depósitos a plazo, que dada su naturaleza de corto plazo para sus vencimientos, sus valores contables se aproximan al valor razonable. Adicionalmente, se presentan las inversiones en el CDEC y Gasoducto GasAndes, las cuales se presentan a valor costo debido a que no se posee información suficiente para determinar su valor de mercado (ver Nota 9 "Otros activos financieros").

El valor contable de los deudores comerciales y cuentas por cobrar porción corriente se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

La clasificación de pasivos financieros a las categorías descritas en la Nota 4.8 se detalla a continuación:

31 DE DICIEMBRE 2011	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Otros pasivos financieros MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	30.032	64.622	94.654
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	331.348	331.348
Otros pasivos financieros no corrientes	-	94.686	2.203.410	2.298.096
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	236	-	9.526	9.762
TOTAL	236	124.718	2.608.906	2.733.860

31 DE DICIEMBRE 2010	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Otros pasivos financieros MUS\$	Total MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	2.435	38.325	57.186	97.946
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	278.544	278.544
Otros pasivos financieros no corrientes	-	38.096	2.062.376	2.100.472
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	5.072	-	23.617	28.689
TOTAL	7.507	76.421	2.421.723	2.505.651

El valor razonable de la porción corriente de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y acreedores comerciales se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes, clasificados como Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en resultado (derivados no designados como de cobertura y derivados implícitos) y derivados de cobertura se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. En Nota 10.2 Valoración de Instrumentos Derivados se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros registrados en Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes, que corresponden a Préstamos que Devengan Intereses, presentan diferencias entre su valor libro y valor razonable debido principalmente a las fluctuaciones de tipo de cambio (dólar estadounidense y unidad de fomento), y tasas de interés de mercado. La metodología de cálculo corresponde al valor presente de los flujos futuros de la deuda descontados utilizando una curva de rendimiento. Para efectos del cálculo del valor presente, se utilizan supuestos tales como moneda de la deuda, calificación crediticia del instrumento, calificación crediticia de la Compañía o del Grupo. El siguiente cuadro presenta el valor libro y valor razonable de los préstamos que devengan intereses:

PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES	31-12- 2011		31-12- 2010	
	Valor libro MUS\$	Valor justo MUS\$	Valor libro MUS\$	Valor justo MUS\$
Préstamos que devengan intereses	2.268.032	2.467.185	2.119.562	2.330.597

10.2 Valoración de Instrumentos Derivados

La Compañía utiliza el sistema de Reval Hedge Rx para el cálculo del valor razonable de los swap de tasa de interés y tipo de cambio. Para el cálculo de los derivados implícitos la compañía ha desarrollado modelos internos de valoración

Los principales supuestos utilizados en los modelos de valoración de instrumentos derivados son los siguientes:

- a) Supuestos de mercado como precios spot y otras proyecciones de precios, riesgo de crédito (propio y contraparte) y tasas.
- b) Tasas de descuento como tasa libres de riesgo, spread soberanos y de contraparte (basados en perfiles de riesgo e información disponible en el mercado).
- c) Adicionalmente, se incorporan al modelo variables tales como: volatilidades, correlaciones, fórmulas de regresión y spread de mercado utilizando información observable del mercado y a través de técnicas comúnmente utilizadas por los participantes del mercado.

Metodología de Valoración de Instrumentos Derivados

(a) Coberturas de Tasa de Interés

El modelo de valoración de swap de tasa de interés proyecta las tasas de interés forwards basados en tasas spots para cada fecha intermedia y final de liquidación del instrumento, y luego descuenta los flujos utilizando la tasa LIBOR cero cupón. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios y tasas observables en el mercado; tasas libres de riesgo; riesgo país y/o contraparte; riesgo crediticio propio, entre otros.

(b) Coberturas de Tipo de Cambio

El modelo de valoración de swap de tipo de cambio y tasa descuenta los flujos de caja del instrumento utilizando una tasa de interés representativa, y luego convierte tales flujos a dólares estadounidenses a tipo de cambio spot. Los supuestos considerados en el modelo son transacciones históricas, precios y tasas observables en el mercado, tasas libres de riesgo, riesgo país y/o contraparte y riesgo crediticio propio.

(c) Diferencia de Cambios - Forward

Se utilizan los precios forward de mercado observable y luego se descuentan los flujos de acuerdo a una tasa de interés representativa para calcular el valor razonable de los forward de tipo de cambio.

(d) Derivados Implícitos

La Compañía utiliza dos sistemas para calcular el valor razonable de los derivados implícitos:

- 1) El modelo de valorización de derivado implícito de Eléctrica Santiago suma promedios ponderados de los flujos futuros esperados, usando datos internos del área de gestión, indicadores del mercado y luego descuenta los flujos utilizando una tasa representativa. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios de energía y combustibles observables y no observables, tasas libre de riesgo, riesgo de país y/o contraparte; riesgo crediticio propio, entre otros.
- 2) El modelo de valorización de derivado implícito del AES Gener proyecta precios futuros de combustible basados en tasas spots para cada fecha intermedia y final de liquidación del instrumento, luego descuenta los flujos utilizando la tasa LIBOR cero cupón. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios y tasas observables en el mercado; tasa libres de riesgo; riesgo país y/o contraparte; riesgo crediticio propio

(e) Jerarquía del Valor Razonable de Instrumentos Financieros.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Supuestos diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos y pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Supuestos para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado.

En el siguiente cuadro se presenta la jerarquía de activos y pasivos financieros reconocidos a valor razonable:

31 DE DICIEMBRE 2011	Nota	Precios Cotizado en un Mercado Activo Para Activos Idénticos (Nivel 1)	Otros Supuestos Observables (Nivel 2)	Supuestos No Observables (Nivel 3)	Total
ACTIVOS					
Activos a valor razonable con cambios en resultados					1.192
Derivados Implícitos	10.4 (c)	-	475	-	
Forward de Moneda	10.4 (b)	-	717	-	
Derivados de cobertura					8.344
Cross Currency Swap	10.4 (a.2)	-	-	1.330	
Forward de Moneda	10.4 (a.1)	-	7.014	-	
Disponibles para la venta					13.000
Fondos Mutuos		13.000	-	-	
TOTAL ACTIVOS		13.000	8.206	1.330	22.536
PASIVOS					
Pasivos a valor razonable con cambios en resultados					236
Derivado Implícito	10.4 (c)	-	-	236	
Derivados de cobertura					124.718
Cross Currency Swap	10.4 (a.2)	-	-	19.161	
Swap de Tasa de Interés	10.4 (a.1)	-	105.557	-	
TOTAL PASIVOS		-	105.557	19.397	124.954

31 DE DICIEMBRE 2010

	Nota	Precios Cotizado en un Mercado Activo Para Activos Idénticos (Nivel 1) MUS\$	Otros Supuestos Observables (Nivel 2) MUS\$	Supuestos No Observables (Nivel 3) MUS\$	Total MUS\$
ACTIVOS					
Activos a valor razonable con cambios en resultados					667
Derivados Implícitos	10.4 (c)	-	-	512	
Forward de Moneda	10.4 (b)	-	155	-	
Derivados de cobertura					53.284
Cross Currency Swap	10.4 (a.2)	-	-	4.513	
Swap de Tasa de Interés	10.4 (a.1)	-	48.771	-	
Disponibles para la venta					123.902
Fondos Mutuos		123.902	-	-	
TOTAL ACTIVOS		123.902	48.926	5.025	177.853
PASIVOS					
Pasivos a valor razonable con cambios en resultados					7.507
Derivado Implícito	10.4 (c)	-	-	5.072	
Forward de Moneda		-	2.435	-	
Derivados de cobertura					76.421
Cross Currency Swap	10.4 (a.2)	-	-	-	
Swap de Tasa de Interés	10.4 (a.1)	-	69.287	-	
Forward de Moneda	10.4 (b)	-	7.134	-	
TOTAL PASIVOS		-	78.856	5.072	83.928

La siguiente información representa una conciliación de los activos y pasivos valorizados a valor razonable en base recurrente usando varios supuestos significativos que no se observan en el mercado (nivel 3) durante los ejercicios terminando el 31 de diciembre 2011 y 2010 (por tipo de derivado):

31 DE DICIEMBRE 2011

	Cross Currency Swap AES Gener MUS\$	Derivado Implícito TermoAndes MUS\$	Derivado Implícito ESSA MUS\$	Derivado Implícito AES Gener MUS\$	Total MUS\$
Balance al 01 de enero de 2011	4.513	158	(5.072)	354	(47)
Ganancias (Pérdidas) - Otras Reservas	(32.559)	-	-	-	(32.559)
Ganancias (Pérdidas) - Resultados	8.168	39	4.836	121	13.164
Liquidaciones	2.047	(197)	-	-	1.850
Reclasificación a Nivel 2	-	-	-	(475)	(475)
BALANCE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	(17.831)	-	(236)	-	(18.067)

31 DE DICIEMBRE 2010	Cross Currency Swap AES Gener MUS\$	Derivado Implicito TermoAndes MUS\$	Derivado Implicito ESSA MUS\$	Derivado Implicito AES Gener MUS\$	Total MUS\$
Balance al 01 de enero de 2010	(11.637)	9.979	-	-	(1.658)
Ganancias (Pérdidas) - Otras Reservas	7.364	-	-	-	7.364
Ganancias (Pérdidas) - Resultados	3.423	1.907	(5.072)	354	612
Liquidaciones	5.363	(11.728)	-	-	(6.365)
Reclasificación a Nivel 2	-	-	-	-	-
BALANCE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	4.513	158	(5.072)	354	(47)

Durante el ejercicio 2011 no se registraron movimientos entre el Nivel 1 y Nivel 2 de los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable. El único movimiento que se produjo durante el ejercicio, corresponde al derivado implícito de AES Gener desde el Nivel 3 hacia el Nivel 2. En marzo 2011 se consideró cambiar el nivel de jerarquía de este instrumento derivado debido a que se contaba con precios de mercado publicados y por ende significativamente observables para la medición de su valor justo.

10.3 Calidad Crediticia de Activos Financieros

La Compañía está expuesta al riesgo crediticio en sus actividades comerciales como también por sus actividades financieras.

Calidad Crediticia de Contrapartes de AES Gener y Subsidiarias Chilenas

La compañía evalúa la calidad crediticia de sus contrapartes (clientes), que incluyen principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales, que para el caso de AES Gener sobre el 90% de ellas cuenta con clasificación de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. La clasificación de riesgo es determinada por agencias de calificación especializadas, que determinan la solvencia de una compañía en base a una calificación que va desde "AAA" (mayor calificación) hasta "E" (menor calificación), obteniendo el "grado de inversión" a partir de la calificación BBB.

En cuanto a los activos financieros y derivados, las inversiones que realizan AES Gener y sus subsidiarias, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y "A2" en escala Moody's. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

Calidad crediticia de contrapartes de subsidiarias extranjeras

La subsidiaria colombiana AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P. concentra para sus contrapartes financieras (bancos) en pesos colombianos una clasificación crediticia AAA, considerada como la clasificación con la más alta calidad crediticia de acuerdo a la clasificadora de riesgo Duff & Phelps de Colombia. Respecto a la clasificación crediticia de contrapartes financieras en dólares estadounidenses, ésta se tiene como límite inferior A+ (Standard & Poors) o A1 (Moody's), lo que se considera como un riesgo crediticio bajo.

Respecto al riesgo de crédito correspondiente a las operaciones comerciales de AES Chivor, éste es históricamente muy limitado, dada la naturaleza de corto plazo de cobro a clientes.

La Administración considera que la subsidiaria Argentina TermoAndes S.A. no presenta mayores riesgos crediticios debido a que concentra mayoritariamente sus operaciones comerciales con AES Gener, CAMMESA (Compañía Administradora) y clientes denominados "Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista" (GU), cuyos contratos operan bajo la normativa de Energía Plus.

10.4 Instrumentos Derivados

Los derivados financieros de AES Gener y subsidiarias corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con la intención de cubrir la volatilidad de tasas de interés y tipo de cambio producto de financiamientos para el desarrollo de proyectos eléctricos.

La Compañía, siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza contrataciones de derivados de tasas de interés (swap tasa de interés) y tipos de cambio (cross currency swap) con el fin de reducir la variabilidad anticipada de los flujos de caja futuros del subyacente cubierto (deudas).

La cartera de instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

(a) Instrumentos de Contabilidad de Cobertura de Flujo de Caja

(a.1) Swaps de tasa de interés

Estos contratos swap cubren parcialmente los créditos sindicados asociados a las subsidiarias Empresa Eléctrica Angamos S.A. y Empresa Eléctrica Ventanas S.A. Los valores razonables de estos instrumentos son incluidos en la siguiente tabla:

Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	Tasas de Interés	31-12-2011				31-12-2010			
				Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
				Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Swap Tasa de Interés	Varios	Cobertura de Flujo de Caja	2,80% - 5,77%	-	-	24.521	81.036	-	48.771	31.191	38.096
TOTAL				-	-	24.521	81.036	-	48.771	31.191	38.096

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

En junio de 2007, Empresa Eléctrica Ventanas S.A. firmó cuatro contratos de swap de tasa de interés con los bancos Standard Chartered, Scotiabank, Credit Agricole (anteriormente Calyon) y BNP Paribas (anteriormente Fortis), a 15 años por MUS\$315.000, para fijar tasas de interés variable a una tasa fija durante el período de construcción y el período de operación de su planta.

Estos contratos swap cubren parcialmente el crédito liderado por los Bancos BNP Paribas (anteriormente Fortis), para la Central Nueva Ventanas que finalizó su construcción en diciembre 2009.

Empresa Eléctrica Angamos S.A.

En diciembre de 2008, Empresa Eléctrica Angamos firmó siete contratos de swap de tasa de interés con los bancos SMBC, Royal Bank of Scotland (anteriormente ABN Amro), BNP Paribas (anteriormente Fortis), Credit Agricole (anteriormente Calyon) HSBC e ING a un plazo aproximado de 17 años por MUS\$690.000, para fijar tasas de interés variable a una tasa fija durante el período de construcción y el período de operación de su planta.

(a.2) Cross Currency Swaps – Swaps de Moneda

Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	31-12-2011				31-12-2010			
			Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
			Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Cross Currency Swap	Credit Suisse - Deutsche Bank	Cobertura de Flujo de Caja	-	1.330	5.511	13.650	209	4.304	-	-
TOTAL			-	1.330	5.511	13.650	209	4.304	-	-

En diciembre de 2007, AES Gener firmó dos contratos de swap de moneda con Credit Suisse International para red denominar la moneda de deuda de unidad de fomento a dólares estadounidenses, asociado a una nueva obligación originada por la colocación de dos series de bonos en el mercado local (N y O), por un monto de U.F. 5,6 millones, equivalentes aproximadamente a MUS\$217.000 a la fecha de emisión con vencimientos en los años 2015 y 2028.

En septiembre de 2009, este contrato de swap para la serie larga de bonos (Serie N) fue modificado y una parte fue novada a Deutsche Bank. Ambos contratos de swap incluyen provisiones que requieren que AES Gener otorgue garantía cuando el valor de mercado del swap excede el límite establecido en los contratos.

(a.3) Forward de Moneda

En septiembre de 2011, AES Gener S.A. celebró contratos forward de moneda, asociados a deudores comerciales por venta a clientes regulados con Banco de Chile y Banco Santander por MUS\$124.386, con vencimientos parciales siendo el último pago el 25 de mayo de 2012. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2011 ascienden a MUS\$105.973

En Octubre de 2011, AES Gener S.A. celebró contratos forward de moneda, asociados a deudores comerciales por venta a clientes regulados con Banco de Chile y Corpbanca por MUS\$44.592, con vencimientos parciales siendo el último pago el 25 de mayo de 2012. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2011 ascienden a MUS\$36.700.

Los montos se encuentran clasificados como activos corrientes.

(a.4). Otros Antecedentes sobre Cobertura Flujo de Efectivo

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas:

Empresa	Tipo de derivado	Institución	Partida Protegida	Período cubierto		2012 MUS\$	2013 MUS\$	2014 MUS\$	2015 MUS\$	Posteriores MUS\$	Total MUS\$
				Inicio	Término						
AES Gener S.A.	Swap de moneda	Credit Suisse	Flujos de efectivo	01-12-2007	06-01-2015	-	-	-	47.042	-	47.042
AES Gener S.A.	Swap de moneda	Deutsche Bank y Credit Suisse	Flujos de efectivo	01-12-2007	12-01-2028	-	-	-	-	172.264	172.264
Emp Eléctrica Angamos S.A.	Swap tasa de interés	Varios	Tasa de interés	30-12-2008	09-30-2025	17.296	30.169	27.194	32.213	583.128	690.000
Emp Eléctrica Ventanas S.A.	Swap tasa de interés	Varios	Tasa de interés	31-08-2007	06-30-2022	15.000	16.000	18.000	20.000	226.000	295.000
TOTAL						32.296	46.169	45.194	99.255	981.392	1.204.305

Para mayor detalle sobre los vencimientos de la deuda, ver nota 20 "Otros Pasivos Financieros".

La Compañía no ha realizado coberturas contables de flujo de caja para transacciones altamente probables y que luego no se hayan producido.

Monto reconocido en Otras Reservas durante los ejercicios 2011 y 2010:

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Montos reconocidos en Otras Reservas	(66.230)	(74.641)

Montos reconocidos en resultado desde Otras Reservas durante los ejercicios 2011 y 2010:

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Amortización Swap Moneda, Bonos serie N	627	627
Amortización Interés Capitalizado	239	119
Porción Inefectividad de Coberturas	2.369	14.320

(b) Instrumentos derivados no designados como de cobertura

En abril y junio del año 2011, la subsidiaria AES Chivor celebró contratos forward de moneda, asociados a desembolsos en dólares con HSBC, Citibank y JP Morgan por un valor nominal de MUS\$61.252, con vencimientos parciales siendo el último vencimiento en marzo de 2012. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2011 ascienden a MUS\$13.075.

Los montos se encuentran clasificados en el rubro corriente.

(c) Derivados implícitos (con cambios en resultado)

La subsidiaria TermoAndes S.A. mantuvo hasta Enero de 2011 un contrato de suministro de gas natural con distintas contrapartes. El acuerdo contenía una variable de indexación relacionada a precio de gas natural, las cual se consideraba no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual, fue separada y, el derivado implícito fue contabilizado a valor de mercado.

La subsidiaria Eléctrica Santiago S.A. ("Eléctrica Santiago"), en el ejercicio 2010 celebró acuerdos en los que se da término anticipado a contratos de transporte de gas. Dichos acuerdos convienen pagos variables y fijos a efectuar por parte de Eléctrica Santiago los cuales no se consideran estrechamente relacionados al contrato principal, por lo cual han sido separados y contabilizados a su valor razonable.

Adicionalmente, en el ejercicio 2010 AES Gener S.A. celebró un contrato de compraventa de carbón con AES Hawaii el cual contiene un cargo de combustible en el precio de compraventa que se considera no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual ha sido separado y contabilizado a valor razonable.

Los montos se encuentran clasificados en el rubro corriente.

NOTA 11 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el detalle de otros activos no financieros es el siguiente:

OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	Corriente		No Corriente	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Seguros pagados por anticipado	5.408	6.792	-	742
Contrato de mantención y operación	-	1.057	-	-
Impuestos por recuperar ^(a)	-	-	6.888	10.672
Take or Pay YPF ^(b)	-	-	345	4.493
Otros pagos asociados a proyectos	-	3.481	969	-
Pago Anticipado Compañía Papelera del Pacífico	589	-	2.890	-
Pago Anticipado Derechos de importación	238	-	-	-
Otros	549	146	95	106
TOTAL	6.784	11.476	11.187	16.013

a) La parte no corriente corresponde a créditos por impuestos a las ganancias e impuesto mínimo presunto generado por Gener Argentina S.A., TermoAndes S.A. e InterAndes S.A. e impuestos por recuperar de la Matriz, asociados a derechos de agua.

b) Corresponde a pago relacionado con Contrato de Suministro de gas, para gas comprado pero no consumido entre TermoAndes S.A. e YPF.

NOTA 12 - DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar corresponden a operaciones del giro de la Sociedad y sus subsidiarias, principalmente, operaciones de venta de energía y potencia, transmisión y carbón.

En el rubro Deudores Comerciales corriente, AES Gener S.A. y su subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A. al 31 de diciembre de 2011 no registran saldo asociado a ventas a distribuidoras sin contrato (Resolución Ministerial N°88). Al 31 de diciembre de 2010 incluía un monto por MUS\$68.501 que representaba aproximadamente un 16,2% del total del rubro.

El saldo de Deudores Comerciales corrientes al 31 de diciembre de 2011 incluye MUS\$8.286 asociado a Decreto racionamiento eléctrico

Los saldos de otras cuentas por cobrar corresponden principalmente impuestos por recuperar asociados a las subsidiarias argentinas, anticipos a proveedores, entre otros.

1) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO	Corriente		No Corriente	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Deudores comerciales, bruto	277.727	294.702	1.197	1.295
Provisión de incobrables ⁽¹⁾	(6.951)	(4.910)	-	-
Deudores comerciales, neto	270.776	289.792	1.197	1.295
Remanente crédito fiscal, bruto	105.732	110.241	7.033	6.095
Otras cuentas por cobrar, bruto	14.610	22.507	1.599	781
DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO	391.118	422.540	9.829	8.171

(1) Al 31 de diciembre de 2011, la Compañía incluye dentro de la provisión de incobrables, pérdida por deterioro en cuentas de deudores comerciales corrientes, asociados a los clientes Campanario Generación S.A. (declarado en quiebra).

Los valores razonables de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difieren significativamente de sus valores en libros.

2) Activos financieros por vencer no deteriorados

El detalle de los activos financieros por vencer no deteriorados presenta a continuación:

DEUDORES COMERCIALES POR COBRAR POR VENCER	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Con vencimiento menor de tres meses	260.758	238.122
Con vencimiento entre tres y seis meses	8.286	18.643
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.732	33.027
Con vencimiento mayor a doce meses	1.197	1.295
TOTAL DEUDORES COMERCIALES POR VENCER	271.973	291.087

3) Los montos correspondientes a los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados son los siguientes:

MOVIMIENTO DE PROVISIÓN DE INCOBRABLES	Saldo Corriente MUS\$
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	5.638
Aumentos (disminuciones) del período	(139)
Montos castigados	(589)
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	4.910
Aumentos (disminuciones) del período	2.041
Montos castigados	-
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	6.951

NOTA 13 - SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y sus subsidiarias, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

13.1 Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

a) Los saldos de cuentas por cobrar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS						Corriente		No Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Extranjera	AES Corporation	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz	US\$	397	5.299	-	-
Extranjera	AES Corporation (AGIC)	Estados Unidos	Liquidación seguro por siniestro	Matriz	US\$	6.082	-	-	-
Extranjera	AES Energy Storage	Estados Unidos	Asesorías por Proyecto	Matriz Común	US\$	209	147	-	-
Extranjera	AES TEG Operations S. de RL de CV	México	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	-	29	-	-
Extranjera	AES Maritza East Ltd.	Bulgaria	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	19	9	-	-
Extranjera	AES Panamá Limitada	Panamá	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	35	7	-	-
Extranjera	AES Hawaii	Estados Unidos	Ventas de Carbón	Matriz Común	US\$	7.090	-	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicios Varios	Asociada	\$	53	6.946	-	-
TOTAL						13.885	12.437	-	-

b) Los saldos de cuentas por pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS

R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente		No Corriente	
						31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Extranjera	AES Corporation	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz	US\$	8.529	7.302	-	-
Extranjera	AES Servicios América	Argentina	Asesorías en sistema información	Matriz Común	US\$	390	335	-	-
Extranjera	AES Argentina Generacion S.A.	Argentina	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	10	10	-	-
Extranjera	AES Energy Ltd	Argentina	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	11	11	-	-
Extranjera	Compañía de Alumbrado Eléctrico	El Salvador	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	459	240	-	-
Extranjera	AES Panamá Limitada	Panamá	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	38	38	-	-
Extranjera	AES Jordan PSC	Jordania	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	-	1	-	-
Extranjera	AES Big Sky, LLC	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	2	-	-	-
Extranjera	AES Solutions	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	6	-	-	-
Extranjera	AES Maritza East Ltd.	Bulgaria	Asesorías por Proyecto	Matriz Común	US\$	2	-	-	-
Extranjera	AES Nejapa Gas	El Salvador	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	79	-	-	-
Extranjera	Gasoducto GasAndes Argentina S.A.	Argentina	Acuerdo contrato transporte de gas	Inversión	US\$	-	11.786	-	2.376
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes Chile S.A.	Chile	Acuerdo contrato transporte de gas	Inversión	US\$	-	1.426	236	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicio descarga carbón	Asociada	US\$	-	5.164	-	-
TOTAL						9.526	26.313	236	2.376

c) Los efectos en el estado de resultados de las transacciones con entidades relacionadas no consolidadas por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	31-12-2011 MUSS	Efecto en resultados (Cargo)/Abono MUSS	31-12-2010 MUSS	Efecto en resultados (Cargo)/Abono MUSS
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía y Potencia	4.073	4.073	1.043	1.043
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Compra de Energía y Potencia	918	(918)	21.031	(21.031)
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Venta de Carbón	2.073	2.073	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Costo Compra Carbón	4.034	(4.034)	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Costo Uso Sistema Transmisión	6	(6)	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Ingreso Uso Sistema Transmisión	204	204	107	107
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Asociada	Servicios varios	94	94	131	131
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Subsidiaria de Asociada	Venta de Energía y Potencia	4	4	2	2
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Subsidiaria de Asociada	Compra de energía y potencia	596	(596)	1.996	(1.996)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Subsidiaria de Asociada	Costo Uso Sistema Transmisión	203	(203)	174	(174)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Subsidiaria de Asociada	Ingreso Uso Sistema Transmisión	596	596	665	665
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes Chile S.A.	Chile	Inversión	Acuerdo Contrato de transporte de Gas (*)	233	(233)	18.780	(18.780)
96.721.360-8	Gasoducto GasAndes Chile S.A.	Chile	Inversión	Derivado implícito (*)	-	-	469	(469)
Extranjera	Gasoducto GasAndes Argentina	Argentina	Inversión	Acuerdo Contrato de transporte de Gas (*)	5.836	(5.836)	19.535	(19.535)
Extranjera	Gasoducto GasAndes Argentina	Argentina	Inversión	Derivado implícito (*)	-	-	4.603	(4.603)
Extranjera	Gasoducto GasAndes Argentina	Argentina	Inversión	Dividendos	5.531	5.531	-	-
Extranjera	AES Corporation (AGIC)	Estados Unidos	Matriz	Liquidación seguro por siniestro	15.083	15.083	-	-
Extranjera	AES Corporation	Estados Unidos	Matriz	Servicios Varios	1.508	(1.476)	1.921	(1.824)
Extranjera	Compañía de Alumbrado Eléctrico	El Salvador	Matriz común	Servicios varios	219	(219)	183	(183)
Extranjera	AES Big Sky, LLC	Estados Unidos	Matriz común	Servicios Varios	-	-	28	(28)
Extranjera	AES Energy Ltd	Argentina	Matriz común	Servicios Varios	105	35	37	(28)
Extranjera	AES Andres BV	Republica Dominicana	Matriz común	Servicios Varios	37	37	18	(18)
Extranjera	AES Fonseca Energía Limit	Salvador	Matriz común	Servicios Varios	26	26	23	(23)
Extranjera	AES Panamá	Panamá	Matriz común	Servicios Varios	57	57	23	(23)
Extranjera	AES Pacific	Estados Unidos	Matriz común	Servicios Varios	56	56	-	-
Extranjera	AES Carbón Exchange	Inglaterra	Matriz común	Servicios Varios	12	(12)	2	-
Extranjera	AES Solutions, LLC	Estados Unidos	Matriz común	Servicios Varios	6	(6)	-	-
Extranjera	AES NA Central	Estados Unidos	Matriz común	Servicios Varios	-	-	27	-
Extranjera	AES Hawaii	Estados Unidos	Matriz común	Ingreso venta carbón	36.025	36.025	-	-

Las transacciones con empresas relacionadas en general, corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad y sus subsidiarias, realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo se refiere y a precios de mercado.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen provisiones por deudas de dudoso cobro.

13.2 Personas Claves

Personas Claves son aquellas que disponen de la autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad, ya sea directa o indirectamente. AES Gener S.A. es administrada por los miembros de la Alta Dirección y por un Directorio compuesto por siete directores titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por un período de tres años en la Junta General Ordinaria de Accionistas

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, AES Gener S.A. y subsidiarias cuenta con un Comité de Directores compuesto por 3 miembros, que tienen las facultades contempladas en dicho artículo.

(a) Saldos y Transacciones con Personas Claves

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración.

En los ejercicios cubiertos por estos estados financieros no se efectuaron transacciones entre la Sociedad y sus Directores, miembros de la alta Administración o Partes relacionadas.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Administración.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción.

(b) Remuneración del Directorio

Los estatutos de AES Gener S.A. establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros, los directores de la Compañía, quienes son empleados de AES Corporation o cualquier Subsidiaria o Asociada, no percibieron ninguna clase de remuneraciones, en su rol de Director, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio al respecto. Lo anterior, sin perjuicio de la remuneración que perciben aquellos directores que son miembros del Comité de Directores y cuyo monto se encuentra detallado en el acápite siguiente.

En la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2011, se acordó fijar la suma de 160 Unidades de Fomento como remuneración de los miembros del Comité de Directores de AES Gener S.A. para el ejercicio 2011. Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros, las remuneraciones pagadas a los miembros del Comité de Directores y a los Directores de subsidiarias, ascienden a los montos detallados en los siguientes cuadros.

RETRIBUCIÓN DIRECTORIO

Nombre	Cargo	31-12-2011		
		Directorio AES Gener MUS\$	Directorio Filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Andrés Gluski	Presidente	-	-	-
Edward C Hall III	Director	-	-	-
Victoria Dux Harker	Director	-	-	-
Arminio Borjas	Director	-	-	-
Jorge Rodríguez Grossi	Director	-	-	51
Iván Díaz-Molina	Director	-	-	87
Juan Andrés Camus Camus	Director	-	-	87
Radovan Roque Razmilic Tomicic	Director	-	-	35
TOTAL		-	-	260

RETRIBUCIÓN DIRECTORIO

Nombre	Cargo	31-12-2010		
		Directorio AES Gener MUS\$	Directorio Filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Andrés Gluski	Presidente	-	-	-
Andrew Vesey	Director	-	-	-
Bernerda Santos	Director	-	-	-
Arminio Borjas	Director	-	-	-
Jorge Rodríguez Grossi	Director	-	-	80
Iván Díaz-Molina	Director	-	-	80
Juan Andrés Camus Camus	Director	-	-	80
Javier Rodolfo Guevara Moreno	Director Filial	-	22	-
TOTAL		-	22	240

Con fecha 27 de julio de 2011 se recibe la renuncia del Sr. Jorge Rodríguez Grossi al cargo de director y miembro del Comité de Directorio de AES Gener S.A. El directorio acordó elegir en su reemplazo, como director titular al Sr. Radovan Roque Razmilic Tomicic.

En sesión ordinaria N°570 celebrada con fecha 26 de octubre de 2011, el Directorio de AES Gener aceptó las renunciaciones presentadas por los Sres. Andrew Vesey y Bernard da Santos a sus cargos de directores titulares y del Sr. Britaldo Soares a su cargo de director suplente. El directorio acordó elegir en su reemplazo, como nuevo Director Titular al señor Edward C Hall III en reemplazo del señor Vesey y como su Director Suplente al señor Fernando Pujals; a la señora Victoria Dux Harker como nueva Directora Titular en reemplazo del señor da Santos y como su Director Suplente al señor Edgardo Víctor Campelo y al señor Joel William Abramson como nuevo Director Suplente del Director Titular señor Radovan Razmilic Tomicic, en reemplazo del renunciado Director Suplente señor Soares.

(c) Remuneración global de la Alta Administración que no son Directores

La remuneración global de la Alta Administración de la Compañía incluye remuneración fija mensual, bonos variables según desempeño y resultados corporativos sobre el ejercicio anterior y planes de compensaciones de largo plazo. La Alta Administración de la Compañía se desempeña en las siguientes Gerencias: Gerencia General, de Explotación, de Mercados, de Operaciones, de Asuntos Corporativos, Fiscalía, de Ingeniería y Construcción, de Desarrollo, de Finanzas.

AES Gener S.A. tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

Las remuneraciones de la Alta Administración de la Compañía durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendieron a MUS\$6.094 y MUS\$5.166, respectivamente.

NOTA 14 - INVENTARIOS

Los inventarios han sido valorizados de acuerdo a lo indicado en Nota 4.11 e incluyen lo siguiente:

INVENTARIOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Carbón	49.328	19.522
Petróleo	8.370	7.228
Materiales	11.920	7.136
Carbón en tránsito	35.410	7.780
Materiales importados en tránsito	695	27
Otros inventarios	223	385
TOTAL	105.946	42.078

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se muestra en el siguiente cuadro:

COSTOS DE INVENTARIO RECONOCIDOS COMO GASTO EN EL EJERCICIO	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Carbón	406.934	293.806
Petróleo	132.712	218.854
Gas	302.768	124.796
Otros	14.430	13.675
TOTAL	856.844	651.131

Los otros costos de inventarios corresponden principalmente a consumos de materiales y biomasa.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros, no existen ajustes que hayan afectado el valor libro de las existencias de manera significativa.

NOTA 15 - IMPUESTOS CORRIENTES

Las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son las siguientes:

PASIVO POR IMPUESTOS CORRIENTES	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Pagos Provisionales Mensuales	18.916	16.528
Crédito Sence	218	201
Crédito por Donaciones	17	48
Crédito Activo Fijo	103	121
Crédito Norma Argentina	17	680
Devolución Renta Retenida AT 2011	3.175	-
Otros	120	226
MENOS:		
Prov. Pagos Provisionales Mensuales	1.686	1.925
Prov. Impuesto Gastos Rechazados	79	26
Prov. Impuesto Primera Categoría	1.198	13.308
Otros	-	182
TOTAL	19.603	2.363

Por otra parte, el detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes (que no implican una posición neta del recuadro anterior) es el siguiente:

PASIVO POR IMPUESTOS CORRIENTES	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Prov. Pagos Provisionales Mensuales	1.053	1.361
Prov. Impuesto Gastos Rechazados	3	5
Prov. Impuesto Primera Categoría	78.757	57.693
Prov. Impuesto al patrimonio Colombia	4.061	-
Otros	-	261
MENOS:		
Pagos Provisionales Mensuales	18.637	7.105
Crédito Sence	33	-
Crédito por Donaciones	132	-
Crédito Norma Argentina	958	-
Anticipo Renta 2011 Colombia	31.007	20.561
Otros	292	33
TOTAL	32.815	31.621

NOTA 16 - INVERSIONES EN ASOCIADAS

A continuación se incluye información detallada de la asociada al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

MOVIMIENTOS EN INVERSIONES EN ASOCIADAS	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo 01-01-2011 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo 31-12-2011 MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	US\$	50,00%	50,00%	252.051	31.109	(9.785)	273.375
TOTALES					252.051	31.109	(9.785)	273.375

MOVIMIENTOS EN INVERSIONES EN ASOCIADAS	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo 01-01-2011 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo 31-12-2011 MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	US\$	50,00%	50,00%	224.978	42.362	(15.289)	252.051
TOTALES					224.978	42.362	(15.289)	252.051

La empresa asociada Guacolda puede repartir dividendos siempre y cuando:

- (i) no esté en un evento de incumplimiento en sus contratos de crédito,
- (ii) tenga las cuentas de reserva de su deuda fondeadas o cubiertas por boletas de garantía y,
- (iii) cumpla con ratio de cobertura de deuda que aumenta inversamente a su capacidad contratada.

A continuación se presenta información resumida al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los estados financieros de la sociedad contabilizada por el método de la participación:

INVERSIONES EN ASOCIADAS	31-12-2011							
	% Participación	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	50%	271.180	1.071.439	151.279	640.386	539.836	477.618	62.218
TOTALES		271.180	1.071.439	151.279	640.386	539.836	477.618	62.218

INVERSIONES EN ASOCIADAS	31-12-2010							
	% Participación	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	50%	239.678	1.069.930	153.626	674.023	449.499	364.776	84.723
TOTALES		239.678	1.069.930	153.626	674.023	449.499	364.776	84.723

NOTA 17 - ACTIVOS INTANGIBLES - PLUSVALÍA

El detalle y movimiento de las principales clases de activos intangibles, se muestran a continuación, los cuales fueron valorizados de acuerdo a lo indicado en Nota 4.5 y 4.6

ACTIVOS INTANGIBLES	31-12-2011		
	Valor Bruto MUS\$	Amortización Acumulada MUS\$	Valor Neto MUS\$
Plusvalía Comprada	7.309	-	7.309
Activos Intangibles de Vida Finita	19.840	(6.811)	13.029
Activos Intangibles de Vida Indefinida	20.787	-	20.787
ACTIVOS INTANGIBLES	47.936	(6.811)	41.125
Programas Informáticos	8.401	(6.434)	1.967
Servidumbres	6.846	(59)	6.787
Derechos de agua	14.245	-	14.245
Otros Activos Intangibles Identificables	11.135	(318)	10.817
ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES	40.627	(6.811)	33.816

ACTIVOS INTANGIBLES	31-12-2010		
	Valor Bruto MUS\$	Amortización Acumulada MUS\$	Valor Neto MUS\$
Plusvalía Comprada	7.309	-	7.309
Activos Intangibles de Vida Finita	8.183	(5.750)	2.433
Activos Intangibles de Vida Indefinida	10.249	-	10.249
ACTIVOS INTANGIBLES	25.741	(5.750)	19.991
Programas Informáticos	8.111	(5.687)	2.424
Servidumbres	7.754	(49)	7.705
Derechos de agua	2.346	-	2.346
Otros Activos Intangibles Identificables	221	(14)	207
ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES	18.432	(5.750)	12.682

Las servidumbres de paso y derechos de agua, normalmente, no tienen vida útil definida, por cuanto se establece en las escrituras y resoluciones que son de carácter perpetuas y permanentes continuos, respectivamente. Estas consideraciones no han sufrido modificación contractual ni legal a la fecha. La amortización acumulada de servidumbres al 31 de diciembre de 2011 y 2010 corresponde exclusivamente a la servidumbre de la Línea Charrúa-Bucalemu y a la servidumbre Lote A de Mejillones de la subsidiaria Empresa Eléctrica Angamos, las cuales tiene una vida útil definida relacionada con la duración del contrato subyacente.

VIDAS ÚTILES ESTIMADAS O TASAS DE AMORTIZACIÓN UTILIZADAS

	Vida o Tasa Máxima	Vida o Tasa Mínima
Programas Informáticos	5	2
Servidumbres	Indefinida	Indefinida
Derechos de agua	Indefinida	Indefinida
Vida o Tasa para Otros Activos Intangibles Identificables	40	2

2011

MOVIMIENTOS EN ACTIVOS INTANGIBLES

	Programas Informáticos MUS\$	Servidumbres MUS\$	Derechos de agua MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$	Plusvalía Comprada MUS\$	Activos Intangibles, Neto MUS\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011	2.424	7.705	2.346	207	7.309	19.991
Adiciones	322	899	11.908	10.913	-	24.042
Retiros	-	(1.808)	(9)	-	-	(1.817)
Amortización	(769)	(9)	-	(303)	-	(1.081)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(10)	-	-	-	-	(10)
TOTAL CAMBIOS	(457)	(918)	11.899	10.610	-	21.134
SALDO FINAL ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	1.967	6.787	14.245	10.817	7.309	41.125

2010

MOVIMIENTOS EN ACTIVOS INTANGIBLES

	Programas Informáticos MUS\$	Servidumbres MUS\$	Derechos de agua MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$	Plusvalía Comprada MUS\$	Activos Intangibles, Neto MUS\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010	1.398	6.183	2.351	207	7.309	17.448
Adiciones	2.326	1.524	-	-	-	3.850
Retiros	(8)	-	(5)	-	-	(13)
Amortización	(1.291)	(2)	-	-	-	(1.293)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(1)	-	-	-	-	(1)
TOTAL CAMBIOS	1.026	1.522	(5)	-	-	2.543
SALDO FINAL ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	2.424	7.705	2.346	207	7.309	19.991

ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES INDIVIDUALES SIGNIFICATIVOS AL 31-12-2011

	Importe en Libros de Activo Intangible MUS\$	Período de Amortización Restante de Activo Intangible MUS\$
ERP SAP Project Chivor	1.397	69 meses
Derechos de Agua Río Colorado afluente Río Maipo	1.800	Indefinido
Derecho planta Laja contrato PPA CMPC Maderas S.A.	10.897	140 meses
Derecho de Agua Río Volcán permuta RPG	11.908	Indefinido

Deterioro De Plusvalía y Activos Intangibles Con Vidas Indefinidas

La plusvalía adquirida a través de combinaciones de negocio y activos intangibles con vidas indefinidas han sido asignados a las siguientes UGEs, que al mismo tiempo son segmentos operativos para realizar la prueba de deterioro:

CONCEPTOS	SIC		SING		Total	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Plusvalía	7.309	7.309	-	-	7.309	7.309
Derechos de agua	14.245	2.346	-	-	14.245	2.346
Servidumbres	4.640	6.019	1.684	1.684	6.324	7.703
Otros Intangibles	218	200	-	-	218	200
TOTAL	26.412	15.874	1.684	1.684	28.096	17.558

El valor recuperable que se aplicó en la prueba de deterioro es el valor justo menos costos de venta. Dado que no existe un mercado activo para estos activos, el valor justo se calculó usando el método de ingresos. Los supuestos aplicados en el método de ingresos son consistentes con la información usada para el presupuesto y los flujos proyectados, y ajustados para incluir los supuestos de un participante del mercado Al 31 de diciembre de 2011, no se identificaron pérdidas por deterioro, dado que el valor de recuperable superaba el valor libro.

NOTA 18 - PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS

El detalle de los saldos de las distintas categorías del activo fijo durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se muestran en la tabla siguiente:

CLASES DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	31-12-2011		
	Valor Bruto MUS\$	Depreciación Acumulada MUS\$	Valor Neto MUS\$
Construcciones en curso	469.436	-	469.436
Terrenos	35.097	-	35.097
Edificios	811.535	(97.317)	714.218
Planta y equipos	3.952.063	(840.424)	3.111.639
Equipamiento de tecnología de la información	10.931	(5.265)	5.666
Instalaciones fijas y accesorios	6.411	(3.876)	2.535
Vehículos de motor	3.113	(1.626)	1.487
Otras propiedades, plantas y equipos	37.621	(2.230)	35.391
TOTALES	5.326.207	(950.738)	4.375.469

CLASES DE PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

	31-12-2010		
	Valor Bruto MUS\$	Depreciación Acumulada MUS\$	Valor Neto MUS\$
Construcciones en curso	1.238.214	-	1.238.214
Terrenos	40.629	-	40.629
Edificios	524.115	(78.232)	445.883
Planta y equipos	3.123.601	(700.333)	2.423.268
Equipamiento de tecnología de la información	9.848	(4.094)	5.754
Instalaciones fijas y accesorios	5.139	(3.091)	2.048
Vehículos de motor	2.220	(1.483)	737
Otras propiedades, plantas y equipos	24.206	(1.546)	22.660
TOTALES	4.967.972	(788.779)	4.179.193

En el mes de Enero de 2010, entró en operaciones la Central Termoeléctrica Nueva Ventanas con una capacidad de producción bruta de 276 MWh. Esta energía se inyecta al Sistema Interconectado Central (SIC) que abastece desde la III a la X Región. La planta está ubicada en la V Región de Valparaíso, situada en la localidad de Ventanas, comuna de Puchuncaví.

En el mes de diciembre de 2010, se reanudó la construcción de la central Campiche, de la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche), proyecto a carbón con potencia de 270 MWh. Se espera que inicie su operación comercial durante el primer trimestre de 2013.

En el mes de Abril de 2011, entró en operaciones la unidad 1 de la Central Termoeléctrica Angamos con una capacidad de producción bruta de 260 MWh, en tanto la unidad 2 entró en operación en Octubre de 2011, también con una capacidad de producción bruta de 260 MWh. Esta energía se inyecta al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abastece desde la I a la II Región. La planta está ubicada en la II Región de Antofagasta, situada en la localidad de Mejillones, comuna de Mejillones.

El monto de construcciones en curso corresponde principalmente a las inversiones asociadas a los proyectos Campiche, Alto Maipo y otras menores.

A continuación se indican las vidas útiles correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad.

MÉTODO UTILIZADO PARA LA DEPRECIACIÓN DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (VIDA)

	Explicación de la tasa	Vida Mínima	Vida Máxima
Edificios	Años	20	45
Planta y equipo	Años	5	45
Planta y equipo (represa Colombia)	Años	80	80
Equipamiento de tecnologías de la información	Años	2	5
Instalaciones fijas y accesorios	Años	2	20
Vehículos de motor	Años	2	5
Otras propiedades, planta y equipo	Años	5	25

INFORMACIÓN ADICIONAL A REVELAR EN PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Importe de Desembolsos sobre Cuentas de Propiedades, Planta y Equipo en Proceso de Construcción	395.439	510.886
Importe de Compromisos por la Adquisición de Propiedades, Planta y Equipo	494.019	765.810

A continuación se presenta el movimiento de propiedades, planta y equipos durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

MOVIMIENTO AÑO 2011	Equipamiento								
	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios, Neto MUS\$	Planta y Equipos, Neto MUS\$	Tecnologías de la Información, Neto MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$	Vehículos de Motor, Neto MUS\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011	1.238.214	40.629	445.883	2.423.268	5.754	2.048	737	22.660	4.179.193
Cambios									
Adiciones	418.431	2.045	(45)	(458)	147	136	1.038	14.359	435.653
Desapropiaciones (ventas)	-	(246)	-	(80)	-	-	(19)	-	(345)
Retiros	-	(7.302)	(15)	(26.828)	(414)	(2)	(2)	-	(34.563)
Gasto por Depreciación	-	-	(19.112)	(170.807)	(1.898)	(645)	(477)	(1.628)	(194.567)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (*)	(70)	(29)	(5)	(9.731)	(48)	(18)	(1)	-	(9.902)
Obras terminadas	(1.187.139)	-	287.512	896.275	2.125	1.016	211	-	-
TOTAL CAMBIOS	(768.778)	(5.532)	268.335	688.371	(88)	487	750	12.731	196.276
SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	469.436	35.097	714.218	3.111.639	5.666	2.535	1.487	35.391	4.375.469

MOVIMIENTO AÑO 2010	Equipamiento								
	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios, Neto MUS\$	Planta y Equipos, Neto MUS\$	Tecnologías de la Información, Neto MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$	Vehículos de Motor, Neto MUS\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010	1.458.112	40.354	318.294	2.121.648	4.252	2.181	776	16.722	3.962.339
Cambios									
Adiciones	343.367	306	-	3.950	348	224	220	6.856	355.271
Desapropiaciones (ventas)	-	(9)	-	(179)	-	-	(10)	-	(198)
Retiros	-	(176)	(949)	(17.242)	(1)	(36)	-	(10)	(18.414)
Gasto por Depreciación	-	-	(14.528)	(149.084)	(1.527)	(499)	(389)	(908)	(166.935)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (*)	208	136	(1.022)	46.286	1.649	(210)	83	-	47.130
Obras terminadas	(563.473)	18	144.088	417.889	1.033	388	57	-	-
TOTAL CAMBIOS	(219.898)	275	127.589	301.620	1.502	(133)	(39)	5.938	216.854
SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	1.238.214	40.629	445.883	2.423.268	5.754	2.048	737	22.660	4.179.193

(*) Corresponde a los efectos por conversión de la subsidiaria colombiana AES Chivor & S.C.A. E.S.P, la cual posee moneda funcional peso colombiano.

Los costos por intereses capitalizados acumulados y la tasa efectiva promedio de deuda de la Compañía se detallan a continuación:

INTERESES CAPITALIZADOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Importe de los Costos por Intereses Capitalizados	29.742	41.739
Tasa de Capitalización de Costos por Intereses Capitalizados	6,93%	5,84%

La Compañía y sus subsidiarias poseen contratos de seguro con respecto a sus plantas de generación, incluyendo pólizas de todo riesgo y perjuicios por interrupción de negocios, los cuales cubren entre otras cosas, daños causados por incendios, inundación y sismo.

- Información adicional sobre activos en arriendo

Arrendamiento financiero por clase de activos donde el Grupo es el arrendatario

ARRENDAMIENTO FINANCIERO NETO	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Edificio	6.483	7.050
Planta y equipo	9.020	9.409
Equipamiento de tecnologías de la información	49	361
Vehículos de motor	65	85
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS EN ARRENDAMIENTO FINANCIERO, NETO	15.617	16.905

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero

RECONCILIACIÓN DE LOS PAGOS MÍNIMOS DEL ARRENDAMIENTO FINANCIERO, ARRENDATARIO	31-12-2011			31-12-2010		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	1.416	810	606	1.878	860	1.018
Entre un año y cinco años	4.407	2.066	2.341	4.659	2.226	2.433
Más de cinco años	51.766	29.723	22.043	54.851	32.001	22.850
TOTAL	57.589	32.599	24.990	61.388	35.087	26.301

Informaciones sobre arrendamientos operativos donde el Grupo es el arrendatario

PAGOS FUTUROS MÍNIMOS DEL ARRENDAMIENTO NO CANCELABLES, ARRENDATARIOS	31-12-2011			31-12-2010		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	4.700	-	4.700	23.200	-	23.200
Entre un año y cinco años	25.501	-	25.501	44.637	-	44.637
Más de cinco años	58.816	-	58.816	16.411	-	16.411
TOTAL	89.017	-	89.017	84.248	-	84.248

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero donde el Grupo es el arrendador

RECONCILIACIÓN DE LOS PAGOS MÍNIMOS DEL ARRENDAMIENTO FINANCIERO, ARRENDADOR	31-12-2011			31-12-2010		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	280	16	264	272	39	233
Entre un año y cinco años	24	-	24	303	16	287
TOTAL	304	16	288	575	55	520

- Deterioro del valor de los activos

De acuerdo a lo señalado en Nota 4.7, el importe recuperable de las propiedades, plantas y equipos es medido siempre que exista indicio de que el activo podría haber sufrido deterioro de valor.

Con fecha 31 de mayo de 2010, Energía Verde S.A. (perteneciente al mercado SIC) recibió notificación de parte del cliente Compañía Papelera del Pacífico S.A., manifestando la decisión de poner término anticipado al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica y Vapor suministrado por la Planta ubicada en San Francisco de Mostazal, celebrado con fecha 23 de agosto de 1998. La Administración consideró el futuro cierre de las operaciones de dicha Planta, emplazada en terrenos de Compañía Papelera del Pacífico S.A y la reubicación de algunos equipos en otras centrales de la Matriz, razón por la cual se procedió al registro al 31 de diciembre de 2010 de un cargo por Deterioro por MUS\$3.370.

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011 no se han generado nuevos ajustes por deterioro.

- Venta de Propiedades, plantas y equipos.

Con fecha Junio 2011, se puso término al contrato de suministro de Energía y Vapor entre Compañía Papelera del Pacífico S.A. y la subsidiaria Energía Verde S.A., lo que dio origen a las siguientes transacciones:

- Se reconoce MUS\$3.500 como indemnización por término anticipado de contrato de suministro entre Energía Verde y Compañía Papelera del Pacífico S.A.
- Energía Verde S.A. procedió a la venta de dos calderas de vapor; generando una pérdida en venta de MUS\$581.
- Se celebra contrato de usufructo hasta el año 2017 entre Compañía Papelera del Pacífico S.A y Energía Verde por un monto total de MUS\$3.854, que permite a Energía Verde continuar utilizando el terreno ubicado en San Francisco de Mostazal en donde actualmente se encuentra emplazada la Planta de Generación Eléctrica. Lo anterior permite que la Planta de San Francisco de Mostazal siga inyectando energía al Sistema Interconectado Central
- Se procede a ajustar provisión por desmantelamiento (ARO) asociada a planta de San Francisco de Mostazal, por la porción de activos enajenados. El ajuste implicó un efecto positivo en resultado por MUS\$977.

Durante el último trimestre del 2011, AES Gener traspasó su planta de Laja a CMPC Maderas S.A., a través de un leasing financiero. Se reconoció un efecto positivo en resultado por MUS\$1.950 en el rubro "Otras Ganancias (Pérdidas), neto"

NOTA 19 - IMPUESTOS DIFERIDOS

Los saldos de activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son detallados en el siguiente cuadro:

ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Provisiones	6.867	3.440
Obligaciones por beneficios post-empleo	2.008	2.394
Revaluaciones de instrumentos financieros	21.638	13.538
Pérdidas fiscales	86.057	74.134
Ingresos diferidos	4.867	5.547
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	3.075	308
Obligaciones por leasing financiero	4.812	4.703
Gastos por financiamiento	1.489	772
Otros	10.521	5.982
TOTALES	141.334	110.818

El activo diferido más significativo, está relacionado con las pérdidas fiscales de aquellas empresas que están en etapa de construcción o que llevan poco tiempo de iniciada su operación, las cuales son: Empresa Eléctrica Ventanas S.A., Empresa Eléctrica Angamos S.A. y Empresa Eléctrica Campiche S.A. El origen de estas pérdidas es producto principalmente de gastos financieros no activados al proyecto.

Existen evidencias positivas de que éstas pérdidas serán revertidas en el futuro producto de ingresos imponibles asociados a contratos de suministro de energía (PPAs) que éstas compañías han suscrito, no siendo necesaria la contabilización de una provisión de valuación.

Al 31 de diciembre de 2011, el ítem "Otros" se explica principalmente por MUS\$7.100 asociados a la obligación por retiro de activos fijos.

Los saldos de pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son detallados en el siguiente cuadro:

PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Depreciaciones	441.727	410.157
Provisiones	1.882	256
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.509	16.183
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	10.443	5.814
Gastos por financiamiento	14.973	13.065
Otros	8.228	4.780
TOTALES	480.762	450.255
SALDO NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	(339.428)	(339.437)

Al 31 de diciembre de 2011, el ítem "Otros" se explica principalmente por MUS\$5.458 asociado a provisiones por retiro de activo fijo.

Conciliación entre saldos de balance y cuadros de impuestos diferidos

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Activo por impuesto diferido	18.757	27.448
Pasivo por impuesto diferido	(358.185)	(366.885)
POSICIÓN NETA DE IMPUESTOS DIFERIDOS	(339.428)	(339.437)

NOTA 19 - IMPUESTOS DIFERIDOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Activo por impuesto diferido	141.334	110.818
Pasivo por impuesto diferido	(480.762)	(450.255)
POSICIÓN NETA DE IMPUESTOS DIFERIDOS	(339.428)	(339.437)

Los movimientos de activo y pasivo por impuestos diferidos en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, fueron los siguientes:

MOVIMIENTOS EN IMPUESTOS DIFERIDOS	Activo MUS\$	Pasivo MUS\$
Saldo 01 de enero de 2010	64.865	430.023
Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	43.843	18.969
Incremento (decremento) en resultados integrales	1.837	(4.710)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	273	5.973
SALDO 31 DE DICIEMBRE DE 2010	110.818	450.255
Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	7.934	31.890
Incremento (decremento) en resultados integrales	22.564	-
Diferencias de conversión de moneda extranjera	18	(1.383)
SALDO 31 DE DICIEMBRE DE 2011	141.334	480.762

NOTA 20 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los otros pasivos financieros eran los siguientes:

OTROS PASIVOS FINANCIEROS	Corriente		No Corriente	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31 -12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Préstamos que devengan intereses (18.1)	64.622	57.186	2.203.410	2.062.376
Pasivos de cobertura (ver nota 8)	30.032	38.325	94.686	38.096
Otros pasivos financieros (ver nota 8)	-	2.435	-	-
TOTAL	94.654	97.946	2.298.096	2.100.472

20.1 Préstamos que devengan intereses

CLASES DE PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES	Corriente		No Corriente	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31 -12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Préstamos bancarios	46.522	37.686	1.122.484	1.005.087
Obligaciones con público ⁽¹⁾	17.494	18.482	1.057.367	1.032.006
Obligaciones por leasing	606	1.018	24.384	25.283
Gastos Diferidos por Financiamiento ⁽²⁾	-	-	(825)	-
TOTAL	64.622	57.186	2.203.410	2.062.376

(1) Con fecha agosto de 2011, AES Gener finalizó proceso de refinanciamiento de su Bono Senior estadounidense por MUS\$400.000 con vigencia 2014 a una tasa de interés del 7,5% y su Bono chileno serie Q por MUS\$196.000 con vigencia 2019 a una tasa de interés del 8%. En el proceso, la Compañía aceptó ofertas de permuta y rescate voluntario de aproximadamente el 63% del bono estadounidense y 48% del bono chileno.

Adicionalmente la Compañía emitió un nuevo Bono senior en el mercado estadounidense por un total de MUS\$401.682, con vigencia de 10 años hasta el 2021 a una tasa de interés de 5,25%.

Los saldos finales del Bono Senior estadounidense con vencimiento 2014 y bono local serie Q con vencimiento 2019, son MUS\$147.050 y MUS\$102.200, respectivamente (ver nota 28).

(2) Corresponde a gastos asociados a renovación contrato de crédito de líneas de financiamiento comprometida con un sindicato de bancos en octubre de 2011 por parte de AES Gener S.A., por UF 6.000.000 (MUS\$257.635), las cuales al 31 de diciembre de 2011 no habían sido giradas.

(a) Préstamos Bancarios

A continuación se detallan los préstamos bancarios por institución financiera, monedas, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2011:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Mensual
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Semestral
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BCI	US\$	Semestral
TOTAL					

A continuación se detallan los préstamos bancarios por institución financiera, monedas, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2010:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Mensual
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Semestral
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BCI	US\$	Semestral
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bancolombia	Col\$	Trimestral
TOTAL					

Tasa Anual Efectiva	Tasa Anual Nominal	Año Vencimiento	Valor Contable MUS\$	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente al 31-12-2011 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$	Total No Corriente al 31-12-2011 MUS\$
2,14%	2,14%	2025	787.122	4.566	31.523	36.089	109.605	106.972	781.914	998.491
2,08%	1,41%	2022	366.934	-	26.421	26.421	58.516	65.542	266.377	390.435
7,69%	6,95%	2014	14.950	-	7.409	7.409	9.602	-	-	9.602
			1.169.006	4.566	65.353	69.919	177.723	172.514	1.048.291	1.398.528

Tasa Anual Efectiva	Tasa Anual Nominal	Año Vencimiento	Valor Contable MUS\$	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente al 31-12-2010 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$	Total No Corriente al 31-12-2010 MUS\$
1,90%	1,90%	2025	626.111	3.849	9.800	13.649	71.550	81.038	639.229	791.817
2,12%	1,46%	2022	383.819	-	24.773	24.773	54.685	61.477	301.971	418.133
7,69%	6,95%	2014	20.886	-	7.374	7.374	13.482	3.105	-	16.587
6,68%	6,52%	2011	11.957	3.290	9.604	12.894	-	-	-	-
			1.042.773	7.139	51.551	58.690	139.717	145.620	941.200	1.226.537

(b) Obligaciones con el público

A continuación se detallan las obligaciones con el público por serie, monedas, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2011:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	N° de Inscripción o Identificación del instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie O	SERIE O	U.F.
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie N	SERIE N	U.F.
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Rule 144 A/REG S	Bonos USD	US\$
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos senior	Bonos USD	US\$
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Ordinarios	SERIE Q	US\$
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	214	SERIE B	U.F.
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bonos Ordinarios	Unica	US\$
TOTAL					

A continuación se detallan las obligaciones con el público por serie, monedas, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2010:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	N° de Inscripción o Identificación del instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie O	SERIE O	U.F.
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie N	SERIE N	U.F.
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Rule 144 A/REG S	Bonos USD	US\$
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Ordinarios	SERIE Q	US\$
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	214	SERIE B	U.F.
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bonos Ordinarios	Unica	US\$
TOTAL					

Tasa Anual Efectiva	Tasa Anual Nominal	Plazo Final	Valor Contable MUS\$	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente al 31-12-2011 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$	Total No Corriente al 31-12-2011 MUS\$
6,35%	5,50%	01-06-2015	49.814	-	2.630	2.630	5.246	48.350	-	53.596
7,92%	7,34%	01-12-2028	184.082	-	12.855	12.855	25.639	25.674	258.836	310.149
8,26%	7,50%	25-03-2014	147.623	5.514	5.514	11.028	163.593	-	-	163.593
5,64%	5,25%	15-08-2021	387.486	11.306	10.544	21.850	42.177	42.177	507.124	591.478
8,23%	8,00%	01-04-2019	100.923	4.009	4.009	8.018	16.037	16.037	122.247	154.321
8,04%	7,50%	15-10-2024	42.830	-	4.687	4.687	8.096	8.161	55.993	72.250
10,76%	9,75%	30-12-2014	162.103	-	16.575	16.575	203.150	-	-	203.150
			1.074.861	20.829	56.814	77.643	463.938	140.399	944.200	1.548.537

Tasa Anual Efectiva	Tasa Anual Nominal	Plazo Final	Valor Contable MUS\$	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente al 31-12-2010 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$	Total No Corriente al 31-12-2010 MUS\$
6,35%	5,50%	01-06-2015	53.012	-	2.623	2.623	5.254	50.973	-	56.227
7,92%	7,34%	01-12-2028	195.875	-	12.820	12.820	25.674	25.639	271.691	323.004
8,38%	7,50%	25-03-2014	397.295	15.000	15.000	30.000	60.000	415.000	-	475.000
8,46%	8,00%	01-04-2019	196.186	-	15.378	15.378	30.757	30.757	249.824	311.338
8,04%	7,50%	15-10-2024	46.409	-	4.251	4.251	8.617	8.722	64.819	82.158
10,76%	9,75%	30-12-2014	161.711	-	16.575	16.575	33.150	186.575	-	219.725
			1.050.488	15.000	66.647	81.647	163.452	717.666	586.334	1.467.452

NOTA 21 - CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar eran los siguientes:

ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Acreedores comerciales ^(a)	316.879	227.807	14.469	50.737
Otras cuentas por pagar ^(b)	30.961	86.528	16.912	-
TOTAL ACREEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	347.840	314.335	31.381	50.737

(a) La porción corriente incluye MUS\$29.745 y MUS\$31.082 y la porción no corriente incluye MUS\$2.264 y MUS\$29.251, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, asociado a acuerdo de término de contrato de transporte de gas entre la subsidiaria Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Transportadora de Gas Norte S.A, valorizado a valor razonable. La porción no corriente incluye además contrato celebrado entre subsidiaria argentina TermoAndes y Siemens Power Generation Inc. y Siemens S.A. para provisión de repuestos y servicios de mantenimiento.

(b) Este rubro incluye, principalmente, los dividendos provisorios y dividendo mínimo. La porción no corriente, incluye pasivo por impuesto al patrimonio asociado a la subsidiaria AES Chivor & S.C.A. E.S.P.

El período medio para el pago de proveedores es de 30 días, por lo que su valor libro no difiere de forma significativa a su valor razonable.

NOTA 22 - PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los saldos de provisiones son los siguientes:

CLASE DE PROVISIONES	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Provisión por reestructuración	-	250	-	-
Provisión de reclamaciones legales ^(a)	1.887	1.522	5.791	5.036
Costos de desmantelamiento y reestructuración ^(b)	871	1.329	40.746	25.622
Otras provisiones ^(c)	279	1.143	666	377
TOTAL	3.037	4.244	47.203	31.035

(a) Provisiones reclamaciones legales

Los saldos corrientes corresponden principalmente a multas y penalidades contingentes con el organismo regulador (Superintendencia de Electricidad y Combustibles o "SEC"), mencionadas en mayor detalle en Nota 32. Considerando las características propias de este tipo de provisiones no es posible determinar de manera fiable un calendario de fechas de pago si, en cada caso, correspondiere realizar dicho desembolso.

Los saldos de provisión por reclamaciones legales no corrientes corresponden principalmente a una provisión por MUS\$5.562 que tiene la subsidiaria AES Chivor & S.C.A. E.S.P. como parte del proceso de revisión de impuestos al patrimonio por parte del organismo fiscalizador de Colombia.

(b) Provisiones por Desmantelamiento, Costos de Reestructuración y Rehabilitación

El saldo no corriente de estas provisiones corresponden íntegramente al costo de retiro de activos y rehabilitación de los terrenos en que se ubican distintas centrales del Grupo. El plazo esperado de desembolso fluctúa entre 30 y 45 años, dependiendo de las leyes, regulaciones o contratos que originan la obligación.

Con fecha Junio 2011, la subsidiaria Energía Verde S.A. procedió a ajustar provisión por desmantelamiento (ARO) asociada a planta de San Francisco de Mostazal, por la porción de activos enajenados. El ajuste implicó una disminución de provisión por MUS\$1.327.

Con fecha Diciembre 2011 se procedió a ajustar la provisión por desmantelamiento (ARO) de las subsidiarias Empresa Eléctrica Ventanas S.A., Empresa Eléctrica Angamos S.A. y Empresa Eléctrica Campiche S.A., asociado principalmente a un efecto por cambio en tasa de descuento, lo que implicó tanto un aumento en activo como en provisión por MUS\$13.208.

(c) Otras Provisiones

Dentro de esta clase de provisión se registran principalmente, las provisiones por la participación de los empleados en los resultados de la Compañía, los que en su mayor parte se pagan dentro de los próximos meses.

(d) Movimiento de provisiones

CLASE DE PROVISIONES	por reestructuración MUS\$	por reclamaciones legales MUS\$	por costos de desmantelamiento y reestructuración MUS\$	otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	250	6.558	26.951	1.520	35.279
Movimientos en provisiones					
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	-	1.852	-	1.852
Provisiones adicionales	-	1.626	14.177	109	15.912
Incremento (decremento) en provisiones existentes	-	1.190	-	382	1.572
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios	-	-	(1.363)	-	(1.363)
Provisión utilizada	(144)	(1.620)	-	(1.057)	(2.821)
Reversión de provisión no utilizada (*)	(106)	-	-	-	(106)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	-	(76)	-	(9)	(85)
Cambios en provisiones, total	(250)	1.120	14.666	(575)	14.961
PROVISIÓN TOTAL, SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	-	7.678	41.617	945	50.240

CLASE DE PROVISIONES	por reestructuración MUS\$	por reclamaciones legales MUS\$	por costos de desmantelamiento y reestructuración MUS\$	otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	-	29.198	18.601	2.102	49.901
Movimientos en provisiones					
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	-	8.450	-	8.450
Provisiones adicionales	250	-	-	-	250
Incremento (decremento) en provisiones existentes	-	1.357	(100)	5	1.262
Provisión utilizada	-	(3.887)	-	(620)	(4.507)
Reversión de provisión no utilizada (*)	-	(20.096)	-	-	(20.096)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	-	(14)	-	33	19
Cambios en provisiones, total	250	(22.640)	8.350	(582)	(14.622)
PROVISIÓN TOTAL, SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	250	6.558	26.951	1.520	35.279

(*) El reverso de provisión no utilizada se realizó en virtud de lo señalado en el Oficio Ord. N° 194 del Servicio de Impuestos Internos.

NOTA 23 – BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

AES Gener S.A. y algunas de sus subsidiarias otorgan diferentes planes de beneficio post empleo a parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota 4.15 b) y d).

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el saldo de las obligaciones post empleo es el siguiente:

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Porción Corriente	3.241	3.014
Porción No corriente	28.750	29.719
TOTAL	31.991	32.733

23.1 Valor Presente de las Obligaciones Post-Empleo

El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

VALOR PRESENTE DE LAS OBLIGACIONES POR PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
SALDO INICIAL	32.733	239.085
Costo del servicio corriente obligación	2.688	15.065
Costo por intereses por obligación	1.356	8.175
Aportaciones efectuadas por los participantes por obligación	-	97
Ganancias-(pérdidas) actuariales obligación	1.901	(16.932)
Incremento - disminución en el cambio de moneda extranjera obligación	(2.532)	1.124
Contribuciones pagadas obligación	(4.149)	(214.427)
Otros	(6)	546
SALDO FINAL	31.991	32.733

23.2 Gastos Reconocidos en Resultados

Los montos registrados en los resultados consolidados e incluidos en "Costo de Ventas" y "Gastos de Administración" en el estado de resultados integrales en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

GASTOS RECONOCIDOS EN RESULTADOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	2.665	2.776
Costo por intereses plan de beneficios definidos	1.507	1.694
(Pérdida) - ganancia actuarial neta de beneficios definidas	2.793	2.758
IMPACTO TOTAL EN RESULTADO	6.965	7.228

23.3 Otras Revelaciones

(a) Supuestos actuariales:

Los siguientes son los supuestos utilizados en el cálculo actuarial:

PRINCIPALES SUPUESTOS ACTUARIALES UTILIZADOS	Chile		Colombia	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
Tasa de descuento nominal utilizada	6,45%	6,25%	8,00%	8,00%
Tasa promedio rotación de personal	2,50%	2,50%	0,005682%	0,005682%
Tasa esperada de incrementos salariales	UF + 1,5%	UF + 1,5%	5,00%	5,00%
Tabla de mortalidad	Tablas emitidas según norma conjunta de Superintendencia de Valores y Seguros y Superintendencia de AFP		Tablas emitidas según organismos norteamericanos GAM 1971	

(b) Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2011, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento y en el costo de los beneficios médicos, genera los siguientes efectos:

SENSIBILIZACIÓN DEL GASTO MÉDICO	Incremento de 1% MUS\$	Disminución de 1% MUS\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	(46)	46

SENSIBILIZACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO	Incremento de 1% MUS\$	Disminución de 1% MUS\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	(304)	344

NOTA 24 - OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los saldos de otros pasivos no financieros son los siguientes:

OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ingresos diferidos (24.1)	4.663	5.306	22.262	27.325
Pasivos acumulados (24.2)	18.382	16.676	-	-
Otros pasivos (24.3)	-	-	223	199
TOTAL	23.045	21.982	22.485	27.524

24.1 Ingresos Diferidos

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los ingresos diferidos son los siguientes:

INGRESOS DIFERIDOS	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ingreso Anticipado Escondida	3.778	3.826	11.333	15.833
Ingreso Anticipado BHP Chile Inc	-	643	-	-
Ingreso Anticipado Torquemada	281	281	6.909	7.190
Ingreso Anticipado GNL Quintero	479	479	1.438	1.917
Otros Ingresos anticipados	125	77	2.582	2.385
TOTAL	4.663	5.306	22.262	27.325

24.2 Pasivos Acumulados

Corresponden principalmente a provisiones de vacaciones y otros beneficios del personal de la Compañía, devengados a la fecha de cierre de los estados financieros.

24.3 Otros Pasivos

Corresponden principalmente a retenciones efectuadas a los contratistas y otros efectos menores por impuestos por pagar en norma argentina.

NOTA 25 - PATRIMONIO NETO

25.1 Gestión de capital

El patrimonio incluye capital emitido, primas de emisión, otras participaciones, otras reservas y ganancias (pérdidas) acumuladas.

El objetivo principal de la gestión de capital de la Compañía es asegurar el mantenimiento de una calificación de crédito robusta e indicadores de capital sólidos de forma de soportar el negocio y maximizar el valor a los accionistas.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes a la misma, a la luz de los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía podrá ajustar el pago de dividendos a los accionistas, el capital de retorno a los accionistas o emitir nuevas acciones.

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procedimientos durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

25.2 Capital Suscrito y Pagado

Al 31 de diciembre de 2011, el capital social de la Compañía está compuesto por 8.069.699.033 acciones suscritas y pagadas.

a) El movimiento de las acciones de la Compañía se detalla a continuación:

	Movimiento acciones			
	Autorizadas	Emitidas	Suscritas	Pagadas
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	8.227.890.863	8.227.890.863	8.069.699.033	8.069.699.033
Suscripción y pago	-	-	-	-
Saldo al 30 de junio de 2010	8.227.890.863	8.227.890.863	8.069.699.033	8.069.699.033
Suscripción y pago	-	-	-	-
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	8.227.890.863	8.227.890.863	8.069.699.033	8.069.699.033
Reducción por vcto. plazo suscripción	(158.191.830)	(158.191.830)	-	-
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	8.069.699.033	8.069.699.033	8.069.699.033	8.069.699.033

25.3 Aumento de Capital

En Junta Extraordinaria de Accionistas de AES Gener S.A. celebrada el día 04 de marzo de 2008, se acordó aumentar el capital con la emisión de 896.053.843 acciones de pago, de una única serie y sin valor nominal, por un monto total de \$165.420.500.000. El plazo para la emisión, suscripción y pago de estas acciones es de 3 años a contar de la fecha de la Junta. Al 04 de marzo de 2011, fecha en que expiraba el plazo para la suscripción y pago de las acciones antes mencionadas, habían sido suscritas y pagadas 744.740.760 acciones, con cargo a este aumento de capital. Según consta en escritura pública de fecha 28 de marzo de 2011, el capital social fue reducido de pleno derecho en 151.313.083 acciones sin valor nominal, por un monto total de US\$47.401.400, por efecto del vencimiento del plazo previsto para la emisión y suscripción y pago, antes mencionado.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de AES Gener S.A. celebrada el día 19 de noviembre de 2008, se acordó aumentar el capital con la emisión de 945.000.000 acciones de pago, de una única serie y sin valor nominal, por un monto total de \$153.562.500.000. El plazo para la emisión, suscripción y pago de estas acciones es de 3 años a contar de la fecha de la Junta. Al 19 de noviembre de 2011, fecha en que expiraba el plazo para la suscripción y pago de las acciones antes mencionadas, habían sido suscritas y pagadas 938.121.253 acciones por un monto total de \$152.444.703.824 (US\$239.523.456), con cargo a este aumento de capital. Según consta en escritura pública de fecha 21 de noviembre de 2011, el capital social fue reducido de pleno derecho en 6.878.747 acciones sin valor nominal, por un monto total de US\$1.754.543, por efecto del vencimiento del plazo previsto para la emisión, suscripción y pago, antes mencionado.

25.4 Política de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2011, se acordó distribuir como dividendo entre sus accionistas, hasta el 100% de las utilidades que se generen durante el año 2011, condicionada a las utilidades que realmente se obtengan, los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad y la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, entre otras. Asimismo se dejó constancia de que es intención de la Sociedad repartir dividendos provisorios durante el año 2011.

Asimismo, en dicha Junta se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010:

- La cantidad de US\$96.739.552,01, correspondiente al 56,98% de las utilidades del ejercicio 2010, mediante el reparto de un dividendo definitivo adicional de US\$0,0119880 por acción, al que deberá sumarse el dividendo provisorio distribuido en enero de 2011, por un monto de US\$73.030.776,25, equivalente al 43,02% de las utilidades del ejercicio 2010; y
- La cantidad de US\$71.997.854,77, correspondiente al 24,76% de la Reserva de Futuros Dividendos al 31 de diciembre de 2010, mediante el reparto de dividendo definitivo eventual de US\$0.008922 por acción.

Tanto el dividendo definitivo adicional como el dividendo definitivo eventual fueron pagados con fecha 6 de mayo de 2011.

En Junta Ordinaria de Directorio N°568 de AES Gener, celebrada con fecha 24 de agosto de 2011, se acordó distribuir la cantidad de MUS\$79.000 con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,0097900 por acción. El pago fue materializado el día 14 de septiembre de 2011.

25.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

El siguiente es el detalle de las ganancias (pérdidas) en cada ejercicio:

GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS	Saldos	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Saldo Inicial	511.238	645.781
Resultado del período	326.084	169.772
Dividendos definitivos	(168.737)	(159.982)
Dividendos provisorios	(79.002)	(73.031)
Distribución resultado a reserva futuros dividendos	71.996	(127.930)
Provisión dividendo mínimo	(18.913)	-
Reverso dividendo mínimo ejercicio anterior	-	56.628
SALDO FINAL	642.666	511.238

25.6 Otras participaciones en el patrimonio

El detalle de las otras participaciones en el patrimonio se detalla a continuación:

	Planes de opciones sobre acciones MUS\$	Reserva de dividendos propuestos MUS\$	Total MUS\$
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2011	2.699	290.753	293.452
Plan de opciones sobre acciones	573	-	573
Traspaso de Resultado del ejercicio 2010	-	(71.996)	(71.996)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	3.272	218.757	222.029

	Planes de opciones sobre acciones MUS\$	Reserva de dividendos propuestos MUS\$	Total MUS\$
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2010	2.259	162.823	165.082
Plan de opciones sobre acciones	440	-	440
Traspaso de Resultado del ejercicio 2009	-	127.930	127.930
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	2.699	290.753	293.452

25.7 Otras Reservas

El siguiente es el detalle de las Otras Reservas al cierre de cada ejercicio:

	Reserva de diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas por planes de beneficios definidos MUS\$	Reserva conversión patrimonio ⁽¹⁾ MUS\$	Otras reservas MUS\$	Total MUS\$
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2011	33.643	(95.765)	(1.923)	(136.741)	(6.669)	(207.455)
Resultado valoración derivados	-	(88.467)	-	-	-	(88.467)
Impuesto diferido	-	22.237	326	-	-	22.563
Diferencia de conversión subsidiaria	(12.908)	-	-	-	-	(12.908)
Otras variaciones	-	-	(1.918)	-	532	(1.386)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	20.735	(161.995)	(3.515)	(136.741)	(6.137)	(287.653)

	Reserva de diferencias de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas por planes de beneficios definidos MUS\$	Reserva conversión patrimonio ⁽¹⁾ MUS\$	Otras reservas MUS\$	Total MUS\$
SALDOS AL 1 DE ENERO DE 2010	(713)	(21.124)	-	(136.741)	(10.147)	(168.725)
Resultado valoración derivados	-	(81.188)	-	-	-	(81.188)
Impuesto diferido	-	6.547	-	-	-	6.547
Diferencia de conversión subsidiaria	34.356	-	-	-	-	34.356
Ajuste inversión en asociada	-	-	-	-	2.647	2.647
Otras variaciones	-	-	(1.923)	-	831	(1.092)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	33.643	(95.765)	(1.923)	(136.741)	(6.669)	(207.455)

(1) Corresponde al ajuste por la diferencia entre el capital pagado a tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008 y su valor histórico, de acuerdo a lo señalado en Oficio Circular 456 del 20 de junio de 2008 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

25.8 Restricciones a la Disposición de Fondos de las Subsidiarias

Las subsidiarias de AES Gener pueden repartir dividendos siempre y cuando se cumplan con las restricciones, ratios y limitaciones establecidas en sus respectivos contratos de créditos.

NOTA 26 - INGRESOS

Los ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se presentan en el siguiente detalle:

INGRESOS ORDINARIOS	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ventas de energía y potencia contratos	1.381.449	1.217.247
Ventas de energía y potencia spot	591.561	455.370
Otros ingresos ordinarios (*)	157.276	129.432
TOTAL	2.130.286	1.802.049

(*) Dentro de los "Otros Ingresos Ordinarios" se incluyen principalmente ingresos por sistema de transmisión e ingresos por venta de carbón.

NOTA 27 - COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES

27.1 Gastos por naturaleza

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 clasificados en las siguientes líneas de estado de resultados integrales: "Costo de ventas", "Gastos de administración" y "Otros gastos por función".

GASTOS POR NATURALEZA	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Compra de energía y potencia ⁽¹⁾	143.527	380.356
Consumo de combustible	797.372	573.904
Costo de venta de combustible	70.438	23.156
Costo uso sistema de transmisión	77.863	98.216
Costo de venta productivo y otros	219.050	183.690
Gastos de Personal	92.751	76.520
Depreciación	194.567	166.935
Amortización	1.081	1.293
TOTAL	1.596.649	1.504.070

(1) Los costos de compra de energía y potencia incluyen contratos por compras de energía y potencia registrados contablemente como leasing operativos.

27.2 Gastos de Personal

Los gastos de personal por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se presentan en el siguiente detalle:

GASTOS DE PERSONAL	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Sueldos y salarios	70.976	56.956
Beneficios a corto plazo a los empleados	10.991	8.475
Gasto por obligación por beneficios post empleo	2.270	2.637
Beneficios por terminación de relación laboral	4.695	4.591
Transacciones con pagos basados en acciones	1.154	918
Otros beneficios a largo plazo	-	40
Otros gastos de personal	2.665	2.903
TOTAL	92.751	76.520

NOTA 28 – OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle del rubro Otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Retiro de activos fijos ⁽¹⁾	(18.358)	(14.515)
Resultado por venta de activos fijos e intangibles	9.600	685
Acuerdo transportistas ⁽²⁾	(3.247)	(72.215)
Gastos refinanciamiento Bonos ⁽³⁾	(41.200)	-
Dividendos recibidos	5.531	-
Liquidación seguro por siniestro ⁽¹⁾	15.083	-
Indemnización término contrato Compañía Papelera del Pacífico ⁽⁴⁾	3.500	-
Deterioro Caldera Planta Mostazal	-	(3.370)
Indemnización término contrato HydroChile	4.000	-
Ajuste provisión desmantelamiento por venta de activo fijo ⁽⁴⁾	977	-
Otros ingresos (egresos) varios	335	628
TOTAL	(23.779)	(88.787)

- (1) Dentro del ítem "Retiros de activo" se incluye efecto por MUS\$13.782 asociado a siniestro TG11 de la subsidiaria TermoAndes. El ítem "liquidación seguro por siniestro" corresponde al ingreso recibido de parte de la compañía de seguros, asociado al mismo evento.
- (2) Con fecha 29 de diciembre de 2010, Eléctrica Santiago S.A. llegó a un acuerdo con GasAndes Argentina, GasAndes Chile y Transportadora de Gas Norte S.A. con el fin de poner término a los respectivos contratos de transporte de gas y para resolver todos los litigios vigentes y potenciales a esa fecha. Al 31 de diciembre de 2011, el cargo a resultado representa una actualización de las estimaciones efectuadas por la administración al momento del cierre de la transacción en el ejercicio 2010.
- (3) Corresponde a pérdida por premios y gastos del monto total de deuda rescatada, asociada a proceso de refinanciamiento de Bono Senior estadounidense por MUS\$400.000 con vigencia en 2014 y Bono chileno serie Q por MUS\$196.000 con vigencia en 2019.
- (4) Corresponde a efectos en resultado por término contrato de suministro de energía y vapor entre la subsidiaria Energía Verde S.A. y Compañía Papelera del Pacífico S.A., asociados a indemnización por término anticipado de contrato y efecto en provisión por desmantelamiento (ARO) por venta de parte de los equipos de la planta de San Francisco de Mostazal de propiedad de Energía Verde.

NOTA 29 - RESULTADO FINANCIERO

El detalle del resultado financiero por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se presenta en el siguiente detalle:

RESULTADO FINANCIERO	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ingresos por activos financieros	1.917	17.274
Otros ingresos financieros	7.386	5.178
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	9.303	22.452
Intereses por préstamos bancarios ⁽¹⁾	(31.461)	(21.053)
Intereses por bonos	(78.384)	(81.818)
Ganancia / (pérdida) por valoración derivados financieros netos	(23.209)	(29.798)
Otros gastos	(6.374)	(3.665)
Gastos financieros activados	32.280	37.021
TOTAL GASTO FINANCIERO	(107.148)	(99.313)
Diferencia de cambio neta	(13.348)	16.451
TOTAL RESULTADO FINANCIERO	(111.193)	(60.410)

(1) Los intereses por préstamos bancarios incluyen al 31 de diciembre de 2011, MUS\$6.292 correspondientes al reconocimiento de intereses financieros asociados al acuerdo con Transportes de Gas Norte S.A., celebrado con fecha 29 de diciembre de 2010.

NOTA 30 - RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El detalle del cargo a resultados por impuesto a las ganancias por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se presenta en el siguiente cuadro:

GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS POR PARTES CORRIENTE Y DIFERIDA (PRESENTACIÓN)	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Gasto por impuestos corrientes	85.891	79.567
Ajustes al impuesto corriente del periodo anterior	(195)	(19.422)
Otro gasto por impuesto corriente	74	23
GASTO POR IMPUESTOS CORRIENTES, NETO, TOTAL	85.770	60.168
Gasto diferido (Ingreso) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	23.956	(24.873)
Otro Gasto por impuesto diferido	84	(4.126)
GASTO POR IMPUESTOS DIFERIDOS, NETO, TOTAL	24.040	(28.999)
GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	109.810	31.169

**GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS POR PARTES
EXTRANJERA Y NACIONAL (PRESENTACIÓN)**

	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Extranjero	72.783	54.795
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	12.987	5.373
GASTO POR IMPUESTOS CORRIENTES, NETO, TOTAL	85.770	60.168
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Extranjero	(976)	(6.193)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	25.016	(22.806)
GASTO POR IMPUESTOS DIFERIDOS, NETO, TOTAL	24.040	(28.999)
GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	109.810	31.169

La conciliación entre el impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa efectiva en los ejercicios 2011 y 2010, se presenta en el siguiente cuadro:

**CONCILIACIÓN DEL GASTO POR IMPUESTOS UTILIZANDO LA TASA LEGAL CON EL GASTO POR
IMPUESTOS UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA**

	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	87.184	33.494
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	24.919	21.752
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(10.273)	(13.224)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(581)	1.573
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	385	(20.037)
Efecto impositivo de una nueva evaluación de activos por impuestos diferidos no reconocidos	-	827
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(2.693)	(1.535)
Reverso provisión de contingencia	-	(532)
Diferencia de Cambio	9.103	6.851
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	1.766	2.000
AJUSTES AL GASTO POR IMPUESTOS UTILIZANDO LA TASA LEGAL, TOTAL	22.626	(2.325)
GASTO POR IMPUESTOS UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	109.810	31.169

El ítem "Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones" presenta las diferencias que se originan entre la tasa vigente en Chile (20%) y en las demás jurisdicciones en que están domiciliadas las subsidiarias extranjeras (Argentina 35% y Colombia 33%).

Por causa de la Ley de Reconstrucción Nacional promulgada en el año 2010, la tasa vigente en Chile pasó de un 17% a un 20% en 2011, bajando a 18,5% en 2012 y volviendo a 17% en 2013.

El ítem "Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles" representa el impacto en la tasa efectiva asociado al reconocimiento del resultado financiero en la asociada Guacolda.

INFORMACIONES A REVELAR SOBRE IMPUESTOS RELATIVAS A PARTIDAS (CARGADAS) ABONADAS AL PATRIMONIO NETO (PRESENTACIÓN)	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Tributación Diferida Agregada Relativa a Partidas Cargadas a Patrimonio Neto	(22.563)	(6.547)
INFORMACIONES A REVELAR SOBRE IMPUESTOS RELATIVAS A PARTIDAS (CARGADAS) ABONADAS AL PATRIMONIO NETO, TOTAL	(22.563)	(6.547)

Los impuestos diferidos abonados (cargados) a patrimonio, están relacionados con los Otros Resultados Integrales (OCI en inglés) por derivados de cobertura sobre intereses y moneda.

NOTA 31 - UTILIDAD POR ACCIÓN

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Compañía y mantenidas como acciones de tesorería.

(Los montos en dólares están expresados en miles, excepto en lo referente a valores unitarios).

GANANCIAS (PÉRDIDAS) BÁSICAS POR ACCIÓN	Acumulado	
	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (Pérdidas) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la Controladora	326.084	169.772
RESULTADO DISPONIBLE PARA ACCIONISTAS COMUNES, BÁSICO	326.084	169.772
Promedio ponderado de número de acciones, básico	8.069.699,033	8.069.699,033
GANANCIAS (PÉRDIDAS) BÁSICAS POR ACCIÓN	0,0404	0,0210

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.
Las acciones no tienen valor nominal.

NOTA 32 - CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

32.1 Garantías Otorgadas

AES Gener mantiene los siguientes compromisos, garantías y obligaciones contingentes:

a) Compromisos con Instituciones Financieras y Otras

Tanto los convenios de crédito suscritos por AES Gener con diversas instituciones financieras como los contratos de emisión que regulan los bonos, imponen ciertas restricciones y obligaciones financieras durante el período de vigencia de los mismos, obligaciones que son usuales para este tipo de operaciones. Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener se encontraba en cumplimiento con todos los compromisos de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos.

b) Garantías a Terceros

El 19 de diciembre de 2007, AES Gener firmó un contrato de swap de tipo de cambio con Credit Suisse International a fin de cubrir el riesgo de variación de tipo de cambio entre la Unidad de Fomento y el dólar estadounidense, respecto del bono emitido en Unidades de Fomento en diciembre de 2007. El 16 de septiembre de 2009, este contrato de swap fue modificado y una parte fue novada a Deutsche Bank Securities. Ambos contratos de swap incluyen provisiones que requieren que AES Gener otorgue garantía cuando el valor de mercado del swap excede el límite establecido en los contratos. Al 31 de diciembre de 2011 no era necesario entregar garantía.

c) Garantías en nombre de Subsidiarias

- (i) El convenio de transporte de gas suscrito entre la subsidiaria TermoAndes S.A. ("TermoAndes") y Transportadora de Gas del Norte S.A. (en adelante "TGN") no exige en la actualidad ninguna garantía de parte de AES Gener. De acuerdo al contrato, ninguna caución es necesaria si TermoAndes o sus accionistas mantienen una clasificación de riesgo de grado de inversión, definida en el contrato como BBB- (en Argentina) o superior. Si TermoAndes no mantiene una Clasificación de Grado de Inversión, y uno de sus accionistas controladores directos o indirectos mantiene una Clasificación de Grado de Inversión, dicho accionista deberá otorgar una garantía corporativa a TGN. En el evento que TermoAndes y ninguno de sus accionistas no mantengan una clasificación de riesgo de grado de inversión, se deberá proporcionar una garantía bancaria por una cantidad igual al pago del servicio de transporte correspondiente a un año. La actual clasificación de riesgo de TermoAndes emitida por Fitch Ratings es A (en Argentina) con perspectiva estable.
- (ii) Con fecha 4 de octubre de 2006, AES Gener suscribió un contrato de fianza y codeuda solidaria para garantizar todas las obligaciones de su subsidiaria Empresa Eléctrica Santiago S.A. ("Eléctrica Santiago") bajo el contrato de crédito suscrito con un sindicato de bancos locales liderado por el Banco de Crédito e Inversiones por un monto total de MUS\$30.000. Al 31 de diciembre de 2011, dicho monto ascendía a MUS\$15.000. Este contrato fue modificado con fecha 29 de mayo de 2009 (Ver punto 32.3 d).
- (iii) Con fecha 4 de agosto de 2011, AES Gener entregó a Posco Engineering and Construction Co., Ltd. y a Posco Engineering and Construction Co. Ltd., agencia Chile, una garantía por hasta MUS\$30.000 para garantizar las obligaciones asumidas por la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. en virtud del Contrato EPC.
- (iv) El 29 de diciembre de 2010, Eléctrica Santiago alcanzó un acuerdo con las empresas transportistas Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A., terminando con este modo con todas las disputas pendientes. AES Gener se constituyó en codeudor solidario de los pagos comprometidos por Eléctrica Santiago a futuro. Al 31 de diciembre de 2011, Eléctrica Santiago había cancelado a Gasoducto GasAndes (Argentina) todos los pagos pendientes.

Información adicional y complementaria a esta nota, Ver Nota 33: Garantías comprometidas con terceros.

32.2 Litigios y Divergencias

a) Procedimientos Judiciales

a.1 Imposición de multa Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante "SEC")

El 29 de septiembre de 2011, la SEC multó a ciertos miembros del CDEC-SIC como consecuencia de la falla ocurrida en el SIC el 14 de marzo de 2010. AES Gener fue multada con 1.151 UTA (equivalente a MUS\$1.038) y Eléctrica Santiago fue multada con 436 UTA (equivalentes a aproximadamente MUS\$393). Ambas compañías presentaron un recurso de reposición ante la SEC, el cual se encuentra pendiente de decisión.

a.2 Compañías de Seguro con AES Gener y Eléctrica Santiago

En noviembre de 2004, AES Gener y Eléctrica Santiago fueron notificadas de una demanda de indemnización de perjuicios en contra de ellas presentada por tres compañías de seguros: Liberty Compañía de Seguros Generales S.A., Compañía de Seguros Generales Cruz del Sur S.A. y Compañía de Seguros Penta Security S.A. (las "Compañías de Seguro") por daños causados por pérdidas de producción debido a la falla de una línea de transmisión perteneciente a Codelco-Andina en el mes de junio de 2000 que previno la recepción de energía de Eléctrica Santiago, por un monto de MUS\$6.616, más intereses y costas.

Con fecha 31 de diciembre de 2007, el tribunal rechazó la demanda contra AES Gener, pero condenó a Eléctrica Santiago a pagar MUS\$1.438 más gastos e intereses. El 14 de enero de 2008, Eléctrica Santiago apeló dicha decisión; en tanto que en esa misma fecha, las demandantes presentaron en contra de la sentencia de primera instancia recursos de casación en la forma y apelación. El 15 de marzo de 2010, la Corte de Apelaciones de Santiago rechazó los recursos presentados por ambas partes, confirmando la sentencia de primera instancia. El 1 de abril de 2010, los demandantes presentaron un recurso de casación en la forma y en el fondo ante la Corte Suprema. Dichos recursos se encuentran pendientes de decisión. Por otra parte, en 2011 Eléctrica Santiago pagó el importe determinado por el tribunal de MUS\$1.438 y los intereses fijados en la suma de M\$313.235 (MUS\$666).

32.3 Compromisos Financieros

a) En agosto de 2011, AES Gener completó una transacción de refinanciamiento de pasivos que incluía la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario por aproximadamente el 63% de su Bono Senior con vigencia 2014 al 7,5% por MUS\$400.000 y adicionalmente emitió un nuevo Bono Senior al 5.25% con vencimiento 2021 por un total de MUS\$401.682. Al cierre de la transacción, el monto remanente del Bono Senior con vencimiento en 2014 era de MUS\$147.050. Como parte del proceso de refinanciación, las restricciones y obligaciones respecto del Bono Senior con vencimiento en 2014 fueron modificadas y las restricciones relacionadas con endeudamiento y pagos restringidos fueron eliminadas.

b) En diciembre de 2007, AES Gener colocó una emisión de bonos por UF 5.600.000 (MUS\$240.459), compuesta por dos series, inscritos en el Registro de Valores de Chile bajo los números 516 y 517 el 9 de noviembre de 2007. Esta emisión incluye a la Serie N por UF 4.400.000 al 4,30% con vencimiento en 2028 y a la Serie O por UF 1.200.000 al 3,10% con vencimiento en 2015. El 8 de abril de 2009, AES Gener hizo una segunda emisión de bonos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores bajo el N° 517 con fecha 9 de noviembre de 2007. Esta emisión estaba compuesta por la Serie Q por MUS\$196.000 al 8,0% con vencimiento en 2019. Dentro del mismo proceso de refinanciamiento detallado previamente, el 28 de julio de 2011, AES Gener aceptó ofertas de rescate voluntario por aproximadamente 48% del bono Serie Q, reduciendo el principal vigente a MUS\$102.200.

De acuerdo a las obligaciones establecidas en estos contratos, la Compañía debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros, calculados en base a sus estados financieros consolidados.

- Nivel de endeudamiento consolidado no superior a 1,20 veces;
- Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces;
- Patrimonio mínimo no inferior a MUS\$1.575; y
- Mantenimiento de Activos Esenciales de al menos el 70% del total de sus ingresos de explotación consolidados en inversiones relacionadas en actividades de generación, transmisión, comercialización, distribución y/o suministro de energía eléctrica o combustibles.

Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

c) El contrato de crédito suscrito entre Eléctrica Santiago y un sindicato de bancos locales liderado por el Banco de Crédito e Inversiones por un monto total de MUS\$30.000 fue modificado el 29 de mayo de 2009, principalmente a fin de reemplazar los indicadores financieros aplicables a Eléctrica Santiago, por indicadores financieros aplicables a AES Gener como codeudor solidario. De acuerdo a las obligaciones asumidas en esta modificación, AES Gener debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros consolidados. Al 31 de diciembre de 2011, dicho monto ascendía a MUS\$15.000.

- Nivel de endeudamiento consolidado no superior a 1,20 veces;
- Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces; y
- Patrimonio mínimo no inferior a MUS\$1.575.

Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

d) De acuerdo al contrato de crédito de línea de financiamiento comprometida suscrito con un sindicato de bancos en octubre de 2011 por UF 6.000.000 (MUS\$257.635), AES Gener debe cumplir semestralmente, con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros consolidados, establecidos en

- Nivel de endeudamiento no superior a 1,20 veces;
- Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces;
- Patrimonio Mínimo no inferior a MUS\$1.575; y
- Mantenimiento de Activos Esenciales de al menos el 70% del total de sus ingresos de explotación consolidados en inversiones relacionadas en actividades de generación, transmisión, comercialización, distribución y/o suministro de energía eléctrica o combustibles.

Al 31 de diciembre de 2011, la línea no había sido girada.

32.4 Otras Obligaciones Contingentes

a) Obligaciones contingentes asociadas con AES Chivor.

a.1 Emisión de Bonos

El 30 de noviembre de 2004, AES Chivor completó un proceso de refinanciamiento por MUS\$253.000. Como parte de esta operación, AES Chivor emitió Bonos Senior Garantizados al 9,75% por MUS\$170.000, con vencimiento en 2014.

La emisión de Bonos Senior Garantizados se encuentra garantizada por: (a) un convenio fiduciario onshore por el cual los ingresos de AES Chivor que se originan en la generación y comercialización de energía eléctrica son administrados y mantenidos en fideicomiso para garantizar el pago de las obligaciones de AES Chivor, (b) una prenda sobre la totalidad de las acciones de AES Chivor de propiedad de Energy Trade and Finance Corporation, y (c) una prenda sobre la totalidad de las acciones de AES Chivor S.A., socio gestor de AES Chivor.

Adicionalmente a las garantías detalladas en el párrafo anterior, AES Chivor mantiene una cuenta de reserva que fue financiada al cierre de los Bonos Senior. Esta reserva debe ser igual, en todo momento, al próximo pago de intereses; la cuenta puede ser financiada en efectivo o con una o más cartas de crédito. A dicho fin, el 18 de julio de 2011, AES Chivor financió la cuenta en efectivo, depositando la suma de MUS\$8.287.

Entre los principales compromisos financieros, AES Chivor debe cumplir con los siguientes índices financieros a fin de efectuar pagos restringidos, incluyendo dividendos:

- Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,25 veces; y
- Razón de deuda total a EBITDA no superior a 3,80 veces.

Al 31 de diciembre de 2011, AES Chivor cumplía con dichos índices financieros.

a.2 Procedimientos Judiciales y Administrativos

a.2.1. Procesos Reivindicatorios

Desde diciembre de 2005, AES Chivor inició un plan especial para recobrar la posesión de las tierras ubicadas dentro de los 8 metros de seguridad del embalse. En desarrollo de éste, AES Chivor ha presentado 22 demandas reivindicatorias sobre predios invadidos. AES Chivor ha realizado una provisión por MCol\$442.082 (MUS\$228).

a.2.2. Impuesto al Patrimonio año 2005 y 2006

El 31 de julio 2008 y el 11 de agosto de 2008, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales ("DIAN") emitió requerimientos especiales respecto a la declaración privada del impuesto al patrimonio por los años gravables 2005 y 2006, respectivamente, mediante las cuales proponen modificar las declaraciones efectuadas por AES Chivor. AES Chivor respondió a dichos requerimientos y posteriormente la DIAN emitió Liquidaciones Oficiales, las que fueron apeladas por AES Chivor en junio 2009. La DIAN rechazó los argumentos de AES Chivor en junio 2010 y ordenó pagar una garantía por el 4% de los montos reclamados, dicho monto fue cancelado el mismo mes. En octubre de 2010, AES Chivor inició procesos de nulidad y restitución de derechos los que fueron admitidos por la Corte. AES Chivor ha provisionado la suma de MCol\$10.782.430. (MUS\$5.562) en relación a ambos procedimientos.

a.2.3. El 25 de enero de 2006, AES Chivor & CIA S.C.A E.S.P. fue notificada por parte de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacional -DIAN de la liquidación oficial de revisión sobre el impuesto de renta de 2002, en donde la DIAN rechaza costos y deducciones y solicita el pago de un mayor valor equivalente a MUS\$730 (MCol\$1.414.190). El 23 de febrero de 2007, AES Chivor interpuso demanda de nulidad y restablecimiento de derecho contra la DIAN ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. El 6 de agosto de 2009, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca emitió fallo en contra de las pretensiones de AES Chivor. La Compañía interpuso recurso de apelación el 13 de agosto de 2009 y la DIAN interpuso recurso de apelación el 24 de agosto de 2009. El 13 de junio de 2011 el Consejo de Estado profirió sentencia indicando que la deducción por estampillas y obsolescencia son procedentes, pero rechazo la deducción por amortización de inversiones lo cual podría generar una recuperación de deducciones en 2011 que incrementaría el impuesto de renta en MUS\$619 (MCol\$1.199.478). Abogados externos consultados consideran que en el 2006, fecha en la cual se expidió la liquidación oficial, las pérdidas ya estaban compensadas, por lo tanto no hay lugar a realizar el pago. La Compañía está analizando todos los argumentos jurídicos para tomar una decisión antes de presentar la declaración de renta por el año gravable 2011.

b) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Eléctrica Santiago

b.1 Compromisos Financieros

Eléctrica Santiago debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros establecidos en su contrato de emisión de bonos (capital remanente de UF 1.017.582 (MUS\$43.694), inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N° 214, calculados en base a sus estados financieros no consolidados:

- Activos libres de gravámenes igual al menos al 125% de los pasivos exigibles no garantizados;
- Nivel de endeudamiento no superior a 1,75 veces el patrimonio más el interés minoritario;
- Patrimonio mínimo no inferior a UF 2 millones (MUS\$85.878); y
- Prohibición de vender "Activos Esenciales" que representen más del 40% de los activos totales, sin la autorización previa de la Junta de Tenedores de Bonos.

Al 31 de diciembre de 2011, Eléctrica Santiago se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

b.2 Cargos Fiduciarios

El 7 de mayo de 2008, Eléctrica Santiago realizó una pretensión específica a fin de que el Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina ("ENARGAS") revisara órdenes emitidas con anterioridad a dicha fecha y excluyera a Eléctrica Santiago como obligado a pagar los cargos fiduciarios. Eléctrica Santiago considera que dichos cargos son ilegítimos; adicionalmente, ha dejado de ser un cargador firme, condición esencial a efectos de aplicarle dichos cargos. Con fecha 17 de julio de 2008, el ENARGAS rechazó la pretensión y con fecha 24 de julio de 2009, dicho ente rechazó el recurso de reconsideración interpuesto en su oportunidad. Con fecha 6 de agosto de 2009, Eléctrica Santiago interpuso recurso de alzada ante la Secretaría de Energía de Argentina. El 26 de abril de 2011, Eléctrica Santiago presentó dentro de dicho expediente como hecho nuevo, la conclusión de la controversia entre Eléctrica Santiago y TGN respecto a la rescisión del Contrato de Transporte Firme, admitiendo TGN su extinción desde el 20 de diciembre de 2007. El mencionado recurso de alzada se encuentra pendiente de decisión.

b.3 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante "SEC")

El 12 de abril de 2004, la SEC formuló cargos contra Eléctrica Santiago y demás miembros del CDEC-SIC, como consecuencia de la falla que ocurrió en el SIC el 7 de noviembre de 2003, alegando responsabilidad basada en sus respectivas condiciones de miembros del CDEC-SIC. Eléctrica Santiago presentó descargos con fecha 3 de mayo de 2004.

El 30 de junio de 2005, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia de la falla, por no coordinarse para preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, alegando responsabilidad fundada únicamente en su calidad de miembros del CDEC-SIC. Eléctrica Santiago fue multada con 350 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$316) cada una. El 11 de julio de 2005 Eléctrica Santiago presentó un recurso de reposición ante la SEC.

Con fecha 4 de septiembre de 2009, la SEC rechazó el recurso de reposición interpuesto por Eléctrica Santiago. Esta última presentó un recurso de reclamación judicial ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando el 25% de la multa en la cuenta del tribunal, de acuerdo a la normativa aplicable. Dicho recurso se encuentra pendiente de decisión. Eléctrica Santiago, estableció una provisión por esta contingencia por la suma de 350 UTA (MUS\$316).

b.4 Quiebra Campanario Energía S.A.

Con fecha 13 de octubre de 2011 y 11 de Octubre de 2011, AES Gener y Eléctrica Santiago, respectivamente, presentaron en el proceso de quiebra de Campanario Energía S.A., escritos de verificación de crédito por un monto total de M\$33.127 (MUS\$64) y M\$1.391.316 (MUS\$2.680) más el interés legal convencional. Con fecha 19 de enero de 2012, el Síndico presentó una nómina de reparto de fondos, que contempla un pago de M\$7.531 (MUS\$15) para AES Gener; y M\$299.626 (MUS\$577) para Eléctrica Santiago. Este reparto debe ser aprobado aún por los acreedores. AES Gener y Eléctrica Santiago han generado las respectivas provisiones de incobrabilidad de tal forma de reflejar los efectos por el no pago.

c) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Ventanas S.A. ("Eléctrica Ventanas")

El 13 de junio de 2007, Eléctrica Ventanas cerró el financiamiento por hasta MUS\$415.000 para la construcción de la Central Nueva Ventanas y adicionalmente entregó una carta de crédito por hasta MUS\$25.000 para garantizar seis meses de servicio de la deuda. El crédito es por un plazo de 15 años, incluyendo un período de construcción de 3 años y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto.

d) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Angamos S.A.

El 22 de octubre de 2008, Eléctrica Angamos cerró el financiamiento por hasta MUS\$908.5 para la construcción de la Central Angamos y adicionalmente cartas de crédito por hasta MUS\$80.000 para garantizar varias obligaciones de Eléctrica Angamos, incluyendo una carta de crédito de MUS\$48.000 para garantizar seis meses de servicio de la deuda. El crédito es por un plazo de 17 años, incluyendo un período de construcción de 3 años y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto.

e) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Inversiones Nueva Ventanas S.A. (“Inversiones Nueva Ventanas”):

El 8 de junio de 2007, Inversiones Nueva Ventanas y AES Gener constituyeron una prenda comercial sobre las acciones emitidas por Eléctrica Ventanas en favor de los acreedores para garantizar las obligaciones asociadas con el financiamiento de la Central Nueva Ventanas.

El 22 de octubre de 2008, Inversiones Nueva Ventanas y AES Gener constituyeron una prenda comercial sobre las acciones emitidas por Eléctrica Angamos en favor de los acreedores para garantizar las obligaciones asociadas con el financiamiento de la Central Angamos.

NOTA 33 – GARANTÍAS

Garantías otorgadas

Beneficiario	Descripción de la garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vencimiento	
HSBC Bank N.A.	Garantiza Servicios de deuda (incluye capital e intereses) Eléctrica Angamos	20-12-2011	20-12-2012	48.000
Posco Engineering & Construction Co.	Garantiza obligaciones contrato construcción Eléctrica Campiche	29-07-2011	13-03-2013	30.000
Deutsche Bank Trust Company Americas	Garantiza Servicios de deuda (incluye capital e intereses) Eléctrica Ventanas	25-10-2010	06-11-2014	25.000
Terminal Graneles del Norte S.A.	Garantiza el cumplimiento contrato de servicio portuario	11-02-2011	12-02-2012	18.000
Ministerio de Obras Públicas, Dirección General de Aguas	Garantiza construcción de las obras hidráulicas Proyecto Alto Maipo	02-09-2011	05-09-2012	7.766
Minera Escondida Ltda	Garantiza el cumplimiento de contrato de suministro de electricidad	28-11-2011	28-11-2012	6.568
Luis Gardeweg Baltra	Garantiza pago saldo de precio	25-10-2011	28-10-2013	1.876
Minera Spence S.A.	Garantiza el cumplimiento de contrato de suministro de electricidad	25-11-2011	25-11-2012	1.750
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Garantiza el cumplimiento de obligaciones por arriendo predio fiscal	11-10-2011	10-10-2012	1.617
Director General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Garantiza el costo de retiro de obras y construcciones al término de concesión marítima	21-01-2011	21-01-2012	388
Innova Chile	Garantiza correcto uso de subsidio recibido por proyecto Solar	02-09-2011	05-09-2012	253
Innova Chile	Garantiza correcto uso de anticipo por proyecto de recubrimiento de equipos eléctricos	03-08-2011	16-08-2012	241
Otros	Otras Garantías menores			219
TOTAL				141.678

Garantías recibidas

Otorgador	Descripción de la garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vencimiento	
Posco Engineering and Construction Co. Ltd.	Garantiza servicio de ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Central Angamos	28-05-2008	19-05-2013	118.220
Posco Engineering and Construction Co. Ltd.	Garantiza servicio de ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Central Campiche	20-07-2011	13-03-2013	115.280
Posco Engineering and Construction Co. Ltd.	Garantiza servicio de ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Central Ventanas	17-02-2010	28-03-2012	18.898
Compañía Portuaria de Mejillones S.A.	Garantiza contrato de transferencia de graneles	07-02-2011	07-02-2012	6.000
Doosan Heavy Industries And Construction Co. Ltd.	Garantiza el suministro de equipos de repuestos	13-10-2011	26-03-2012	1.500
SK Industrial S.A.	Garantiza cumplimiento de contrato	13-10-2011	16-01-2013	842
Korlaet y Jara Constructora Obras y Montajes S.A.	Garantiza cumplimiento contrato ampliación instalaciones Central Angamos	12-09-2011	11-05-2012	756
IDE Technologies Ltd.	Garantiza cumplimiento contrato planta desaladora	13-12-2011	06-06-2012	752
Hyundai Electric and Machinery Co., Ltd.	Garantiza pago anticipado	08-11-2011	09-04-2012	732
Constructora ConPax S.A.	Garantiza cumplimiento contrato obras preliminares Proyecto Alto Maipo	21-11-2011	06-07-2012	560
Ingeniería Eléctrica Transbosch	Garantiza cumplimiento contrato mantención líneas de transmisión	19-03-2007	01-12-2012	502
Ingeniería y Construcciones Mas Errázuriz Ltda.	Garantiza oferta obras proyecto Alto Maipo	16-11-2011	24-08-2012	500
Voith Hydro Ltda.	Garantiza oferta contrato equipos electromecánicos proyecto Alto Maipo	21-11-2011	24-08-2012	500
Andritz Hydro GMBH	Garantiza oferta contrato equipos electromecánicos proyecto Alto Maipo	18-11-2011	25-08-2012	500
Salini Costruttori SAP	Garantiza oferta obras proyecto Alto Maipo	17-11-2011	03-09-2012	500
Constructora Inmobiliaria e Inversiones Centro Sur Ltda.	Garantiza anticipo y cumplimiento contrato proyecto habilitación oficinas edificio Matta	29-12-2011	30-06-2012	529
Empresa Constructora Agua Santa S.A.	Garantiza cumplimiento contrato construcción depósito cenizas Angamos	09-03-2011	22-02-2012	486
Constructora ConPax S.A.	Garantiza cumplimiento contrato obras preliminares Proyecto Alto Maipo	21-11-2011	05-08-2012	398
Empresa Constructora Agua Santa S.A.	Garantiza cumplimiento contrato urbanización exterior Central Angamos	19-10-2011	30-01-2012	371
Hyundai Electric and Machinery Co., Ltd.	Garantiza el suministro de equipos de repuestos	19-10-2011	26-03-2012	350
Alstom Brasil Energía e Transporte Ltda.	Garantiza oferta contrato equipos electromecánicos proyecto Alto Maipo	24-11-2011	24-08-2012	350
Constructora ConPax S.A.	Garantiza anticipo contrato obras preliminares proyecto Alto Maipo	21-11-2011	07-05-2012	333
Iljin Electric Co.,Ltd.	Garantiza el suministro de equipos de repuestos	28-10-2011	09-01-2012	326
Doosan Heavy Industries and Construction Co. Ltd.	Garantiza el suministro de equipos de repuestos	28-11-2011	31-03-2012	305
Hiroeléctrica El Paso Limitada	Garantiza el cumplimiento contrato de compra y venta de electricidad	18-04-2011	30-04-2012	300
Constructora ConPax S.A.	Garantiza anticipo contrato obras preliminares proyecto Alto Maipo	21-11-2011	06-06-2012	237
Padilla y Benavides Limitada	Garantiza cumplimiento contrato Proyecto Bess Angamos	15-09-2011	30-01-2012	229
Sinto S.A.	Garantiza cumplimiento contrato traslado cenizas y escoria y manejo depósito cenizas	25-08-2011	25-08-2013	215
Otros	Otras Garantías menores			2.999
TOTAL				273.470

NOTA 34 - PAGO BASADO EN ACCIONES

a) Opciones sobre Acciones

AES Corporation otorga opciones de compra de acciones del capital ordinario bajo planes de opciones sobre acciones. De acuerdo a los términos de los planes, AES Corporation puede emitir opciones de compra de acciones del capital ordinario de AES Corporation a un precio igual al 100% del precio de mercado a la fecha del otorgamiento de la opción. Las opciones sobre acciones generalmente se basan en un porcentaje del sueldo base de un empleado. Las opciones sobre acciones emitidas bajo estos planes en 2011 y 2010 tienen un calendario de consolidación de tres años y se consolidan en tres partes iguales a lo largo del período de tres años. Las opciones sobre acciones tienen una vida contractual de diez años.

El valor razonable promedio ponderado de cada otorgamiento de opciones ha sido estimado, a la fecha de otorgamiento, usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes con los siguientes supuestos promedios ponderados:

	31-12-2011	31-12-2010
Volatilidad esperada	30,97%	38,00%
Rendimiento anual esperado de dividendos	0,00%	0,00%
Plazo esperado de la opción (años)	6	6
Tasa de interés libre de riesgo	2,65%	2,86%

La Compañía utiliza exclusivamente la volatilidad implícita como la volatilidad esperada para determinar el valor razonable usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes. La volatilidad implícita puede ser utilizada exclusivamente debido a los siguientes factores:

- La Compañía utiliza un modelo de valuación basado en un supuesto de volatilidad constante para valorar las opciones sobre acciones de sus empleados;
- La volatilidad implícita se deriva de opciones de compra de acciones ordinarias de AES Corporation que son transadas activamente;
- Los precios de mercado tanto de las opciones transadas como la acción subyacente son medidos en un momento similar y a una fecha razonablemente cercana a la fecha de otorgamiento de las opciones sobre acciones para empleados;
- Las opciones transadas tienen precios de ejercicio que son tanto cercanos al dinero (near-the-money), como cercanos al precio de ejercicio de las opciones sobre acciones para empleados; y
- A los vencimientos restantes de las opciones transadas sobre los cuales se basa la estimación les queda por lo menos un año.

La Compañía usó un método simplificado para determinar el plazo esperado, basado en el promedio de la vida contractual original y el período de consolidación proporcional. Este método simplificado fue usado para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010. Esto es apropiado dada la ausencia de información relevante sobre el ejercicio de opciones sobre acciones.

Este método simplificado puede ser usado debido a que las opciones sobre acciones de AES Corporation tienen las siguientes características:

- Las opciones sobre acciones se otorgan sobre el dinero (at-the-money);
- Su ejercicio está sujeto solamente a la condición de prestar servicios hasta la fecha de consolidación, inclusive;
- Si un empleado deja de prestar servicios antes de la fecha de irrevocabilidad ("vesting"), el empleado anula o renuncia a las opciones sobre acciones;
- Si un empleado deja de prestar servicios después de la fecha de irrevocabilidad, el empleado tiene un plazo limitado para ejercitar la opción; y
- No se puede establecer una cobertura sobre la opción y la opción es intransferible.

La Compañía no descuenta los valores razonables a la fecha de otorgamiento, determinados para estimar las restricciones posteriores a la irrevocabilidad. Las restricciones posteriores a la irrevocabilidad incluyen los períodos prohibidos (black-out) que es cuando el empleado no puede ejercitar las opciones sobre acciones dado su potencial conocimiento de información antes de que se divulgue al público. Los supuestos que la Compañía ha hecho al determinar el valor razonable a la fecha de otorgamiento de sus opciones sobre acciones y las tasas de anulación estimadas representan su mejor estimado.

Usando los supuestos antes mencionados, el valor razonable promedio ponderado de cada opción sobre acciones otorgada fue de US\$4,54 y US\$5,08 para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

La siguiente tabla resume los componentes de la compensación basada en acciones relacionada a opciones sobre acciones para empleados reconocidos en los estados financieros de la Compañía

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Gasto por compensación antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las opciones ejercitadas	90	1
Valor razonable total a la fecha de otorgamiento de las opciones irrevocadas	173	310
Efectivo recibido por el ejercicio de las opciones sobre acciones	95	4

No hubo modificaciones a las concesiones de opciones sobre acciones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a opciones por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011:

	N° de Opciones	Precio de ejercicio promedio ponderado US\$	Vida contractual restante promedio ponderado (en años)	Valor intrínseco agregado MUS\$
Vigentes al 31 de diciembre de 2010	366.713	15,52	-	-
Ejercitadas durante el período	(14.446)	6,51	-	-
Anuladas y vencidas durante el período	(116.532)	14,95	-	-
Otorgadas durante el período	25.069	12,88	-	-
Transferidas a Gener durante el período	12.916	14,08	-	-
VIGENTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	273.720	15,80	4,96	189
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31 de diciembre de 2011	271.320	15,82	4,92	189
Con derecho de ejercicio al 31 de diciembre de 2011	235.185	16,37	4,34	177

El valor intrínseco agregado en la tabla anterior representa el valor intrínseco total antes de impuestos (la diferencia entre el precio de cierre de la acción de AES Corp. el último día bursátil del cuarto trimestre de 2011 y el precio de ejercicio, multiplicado por la cantidad de opciones dentro del dinero (in-the-money)) que habrían recibido los tenedores de opciones si todos ellos hubiesen ejercido sus opciones el 31 de diciembre de 2011. El monto del valor intrínseco agregado cambiará dependiendo del valor de mercado de las acciones de AES Corp.

Inicialmente, la Compañía reconoce el costo de compensación basado en una estimación de la cantidad de instrumentos para los cuales se espera que se cumplan los requerimientos de servicio.

b) Acciones Restringidas

AES Corporation emite también unidades de acciones restringidas ("RSU", por sus siglas en inglés) de acuerdo a su plan de compensación de largo plazo. Estas RSU generalmente se otorgan basándose en un porcentaje del sueldo base del participante. Las unidades tienen un período de consolidación de tres años y se consolidan en tres partes iguales a lo largo del período de tres años. Luego, se requiere que las unidades se mantengan por dos años adicionales antes de ser cambiadas por acciones, y por ende convertirse en transferibles.

Para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, el valor razonable a la fecha de otorgamiento de las RSU otorgadas era igual al precio de cierre de las acciones de AES Corp. a la fecha de otorgamiento. La Compañía no descuenta los valores razonables a la fecha de otorgamiento para reflejar restricciones posteriores a la irrevocabilidad.

Los valores razonables de las RSU a la fecha de otorgamiento de las RSU otorgadas a empleados durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 fueron de US\$12.88 y US\$12,18, respectivamente.

La siguiente tabla resume los componentes de la compensación basada en acciones de AES Corporation relacionada a las RSU para empleados otorgadas reconocidos en los estados financieros de la Compañía.

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Gasto por las RSU antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las RSU convertidas ⁽¹⁾	282	349
Valor razonable total de las RSU irrevocables	536	336

(1) Monto representa el valor razonable a la fecha de conversión.

No se usó efectivo para liquidar ninguna RSU ni se capitalizó el costo de la compensación como parte del costo de un activo por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a las RSU por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011:

	RSU	Valor razonable promedio ponderado a la fecha de otorgamiento US\$	Período de consolidación promedio ponderado restante
No irrevocables al 31 de diciembre de 2010	95.802	10,51	-
Irrevocadas durante el período	(49.045)	10,92	-
Anuladas y vencidas durante el período	(2.213)	11,62	-
Otorgadas durante el período	77.964	13,45	-
Transferencia de acciones	11.912	9,37	-
NO IRREVOCABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	134.420	12,10	1,60
Irrevocadas al 31 de diciembre de 2011	104.115	14,56	-
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31 de diciembre de 2011	226.606	13,18	-

NOTA 35 – GASTOS DE MEDIO AMBIENTE

El Grupo tiene como política de largo plazo el desarrollo sustentable de sus actividades, en armonía con el medio ambiente. En este contexto las inversiones que se realizan en instalaciones, equipos y plantas industriales contemplan tecnología de punta, en línea con los últimos avances en estas materias.

Los principales gastos medioambientales durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 se detallan en el siguiente cuadro:

DETALLE	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Estación monitorea calidad del aire	478	307
Sistema aguas servidas	42	30
Depósito de cenizas	1.082	1.301
Monitoreo marino (Monitoreo oceanográfico y control de riles)	234	253
Monitoreo chimeneas y ruido	177	189
Gastos varios comisión medio ambiente Ley 99 - Colombia	10.630	6.305
Asesoría ISO 14001-2004	293	-
Otros	895	946
TOTAL	13.831	9.331

Los principales desembolsos detallados por proyecto son los siguientes:

Reconocimiento Contable	Sociedad	Proyecto	Acumulado 31-12-2011 MUS\$	Acumulado 31-12-2010 MUS\$	Monto Comprometido 2012 MUS\$	Total Proyecto MUS\$	Descripción
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Low Nox	4.584	4.341	-	4.584	Reemplazo de los quemadores de la Caldera de Central Ventanas por quemadores de última tecnología.
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Nuevas descargas U1 y U2 Complejo Ventanas	168	-	3.803	25.128	Cambio de Ductos sistema de descarga Unidades 1 y 2 en complejo Ventanas
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Control de Emisiones atmosféricas Complejo Ventanas	769	-	25.219	99.429	Plan de Descontaminación Ambiental del complejo debido a nueva Norma de Emisiones
Inversión de capital	Norgener S.A.	Norgener Proyecto PDA Tocopilla	868	-	30.291	150.391	Plan de Descontaminación Ambiental del complejo Tocopilla debido a nueva Norma de Emisiones
TOTALES			6.388	4.341	59.313	279.532	

Los proyectos incluidos aquí tienen por objeto optimizar el desempeño de estas plantas a objeto de garantizar el cumplimiento de las normas aplicables.

Todos los proyectos detallados se encuentran en desarrollo a la fecha de los presentes estados financieros. En AES Gener S.A. existen además, otros proyectos asociados al desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas para mitigar el impacto en el medio ambiente.

NOTA 36 - ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

(a) Activos y pasivos corrientes

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011		31-12-2010	
			Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$
Efectivo y equivalentes de efectivo	Pesos	US\$	81.326	-	78.231	-
	Otras Monedas	US\$	15.423	-	11.734	-
Otros activos financieros corrientes	Pesos	US\$	-	-	359	836
	Otras Monedas	US\$	382	972	1.018	-
Otros activos no financieros, corrientes	Pesos	US\$	142	857	147	-
	Otras Monedas	US\$	475	694	862	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Pesos	US\$	180.018	2.161	187.693	2.080
	UF	US\$	238	98.656	20.703	129.382
	Otras Monedas	US\$	69.932	-	62.588	-
Inventarios	Otras Monedas	US\$	1.466	-	985	-
Activos por impuestos corrientes	Pesos	US\$	11	208	13	688
	UF	US\$	-	12	-	-
	Otras Monedas	US\$	15	-	361	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			349.428	103.560	364.694	132.986

PASIVOS CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011		31-12-2010	
			Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	UF	US\$	118	1.869	188	2.074
	Otras Monedas	US\$	21	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Pesos	US\$	95.702	2.400	101.041	3.291
	UF	US\$	7.008	1.016	5.988	306
	Otras Monedas	US\$	11.872	223	8.612	-
Otras provisiones corrientes	Pesos	US\$	630	15	-	507
	UF	US\$	-	1.038	-	405
	Otras Monedas	US\$	30	-	730	-
Pasivos por Impuestos corrientes	Otras Monedas	US\$	2.834	29.362	181	29.108
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	US\$	342	2.101	398	1.771
	Otras Monedas	US\$	144	654	846	-
Otros pasivos no financieros corrientes	Pesos	US\$	9.579	5.592	8.235	5.935
	Otras Monedas	US\$	3.352	-	2.279	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			131.632	44.270	128.498	43.397

(b) Activos y pasivos no corrientes

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011			31-12-2010		
			más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Otros activos financieros no corrientes	Pesos	US\$	493	-	-	332	-	-
	Otras Monedas	US\$	-	-	-	84	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	US\$	1.369	1.285	7.063	592	-	7.161
	UF	US\$	-	-	-	46	-	-
	Otras Monedas	US\$	1.470	-	-	3.515	-	-
Derechos por cobrar no corrientes	Pesos	US\$	410	30	-	92	36	-
	UF	US\$	-	-	-	31.036	-	-
	Otras Monedas	US\$	8.290	74	-	7.390	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	Otras Monedas	US\$	173	1.397	-	1.764	-	-
Propiedades, Planta y Equipo	Otras Monedas	US\$	-	-	661.391	-	-	686.663
Activos por impuestos diferidos	Otras Monedas	US\$	-	-	464	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			12.205	2.786	668.918	44.851	36	693.824

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011			31-12-2010		
			más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	US\$	2.990	3.472	41.025	2.882	3.359	45.738
	Otras Monedas	US\$	1.299	1.299	11.694	-	-	14.937
Otras cuentas por pagar no corrientes	Otras Monedas	US\$	6.254	-	-	-	-	-
Otras provisiones a largo plazo	Otras Monedas	US\$	337	5.563	-	5.089	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	Otras Monedas	US\$	-	-	88.179	54.393	-	87.706
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	US\$	5.044	3.301	13.602	2.003	2.158	18.796
	Otras Monedas	US\$	1.204	5.599	-	5.189	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	Pesos	US\$	4.583	2.654	7.341	90	-	-
	UF	US\$	-	-	-	24	-	-
	Otras Monedas	US\$	191	-	-	78	-	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			21.902	21.888	161.841	69.748	5.517	167.177

NOTA 37 - HECHOS POSTERIORES

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no se registraron hechos relevantes que puedan afectar la presentación de los mismos.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Resultados de AES Gener S.A. al 31 de diciembre de 2011

1. RESUMEN DEL PERÍODO

Al 31 de diciembre de 2011 AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía) registró utilidad de MUS\$326.084, 92% superior que la utilidad de MUS\$169.772 registrada a diciembre de 2010. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de MUS\$737.275, 56% mayor que el registrado durante 2010, principalmente explicado por la mayor ganancia bruta registrada al 31 de diciembre de 2011.

La ganancia bruta al 31 de diciembre de 2011 fue MUS\$687.072, lo que representa una variación positiva de 59% comparado con lo registrado en el año anterior de MUS\$433.171. Este aumento se debe fundamentalmente al incremento en los ingresos en el SIC asociados a mayores ventas spot de la central de respaldo Nueva Renca que generó en base con gas natural licuado (GNL) principalmente desde enero hasta principios de septiembre, producto de la hidrología seca en el sistema durante el año 2011 y mayores ventas a clientes no regulados producto del inicio de nuevos contratos de suministro. En el SING/SADI, la mayor ganancia bruta está relacionada con mayores ventas spot en el SING y mayores ventas por contrato en ambos mercados dado el inicio de operación comercial de las dos unidades de Angamos en abril y octubre de 2011, respectivamente, y mayores contratos de TermoAndes bajo el programa "Energía Plus" en Argentina. Adicionalmente, la mayor ganancia bruta en Colombia fue producto de mayores ventas por contrato y mayores ventas netas al mercado spot producto de la hidrología más húmeda.

Dentro del resultado no operacional, destaca la variación negativa en gastos por impuestos de MUS\$78.641 asociado al mayor resultado operacional, una variación negativa en diferencias de cambio de MUS\$29.799 asociada a la depreciación del peso chileno y mayores costos financieros netos principalmente asociados al término de la construcción del proyecto Angamos y la activación de los intereses asociados a su deuda. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la variación positiva en otras pérdidas de MUS\$65.006 asociadas principalmente a la mayor pérdida excepcional registrada en 2010 relacionada con el acuerdo de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago) con tres empresas transportistas de gas, en comparación con la pérdida excepcional registrada en 2011 producto de los premios por permuta y rescate voluntario y gastos del proceso de refinanciamiento concluido en agosto.

Los principales hitos de AES Gener durante el período fueron:

- Desde enero, AES Gener inició suministro de cinco nuevos contratos de largo plazo en el SIC por aproximadamente 2.500 GWh/año y tres nuevos contratos de largo plazo en el SING por aproximadamente 3.000 GWh/año.
- Desde enero y hasta los primeros días de septiembre, la central Nueva Renca de la filial Eléctrica Santiago ubicada en el SIC, generó con GNL obteniendo este combustible mediante un acuerdo con un proveedor local, lo que le permitió generar en base y vender su generación a mayores precios spot asociados a la hidrología seca durante 2011. Durante el último trimestre, Eléctrica Santiago generó principalmente con diesel.
- En abril y en octubre, respectivamente, se declararon en operación comercial la primera y la segunda unidad a carbón de la central Angamos, perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos), con potencia total instalada de 545 MW. Ambas unidades están conectadas al SING.
- Durante el año, se continuó la construcción de la central a carbón Ventanas IV de 270 MW en el SIC, perteneciente a la subsidiaria Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche) según lo programado, alcanzando al 31 de diciembre de 2011 un avance del 84%.
- En agosto, se concluyó exitosamente el proceso de refinanciamiento que permitió extender el vencimiento de parte importante de la deuda de la Compañía a una menor tasa de interés. Este proceso incluyó:
 - Aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de 63% del bono estadounidense con vencimiento en 2014 (MUS\$252.950)
 - Aceptación de ofertas de rescate voluntario de 48% del bono local Serie Q con vencimiento en 2019 (MUS\$93.800)
 - Emisión de un nuevo bono estadounidense por MUS\$401.682 con vencimiento en 2021 y tasa de interés de 5,25%
- Con el objetivo de simplificar la estructura Societaria de la Compañía, a fines de 2011, la filial Energía Verde S.A. (Energía Verde) fue fusionada con la matriz, AES Gener.
- En septiembre, la clasificadora de riesgo Standard & Poors elevó la clasificación de la filial colombiana AES Chivor & CIA S.C.A. E.S.P. (AES Chivor) a Investment Grade o Grado de Inversión (BBB - con perspectiva estable).
- Durante 2011, la generación de AES Chivor 5.338 GWh marcó un récord histórico de generación anual para la central.

2. ANÁLISIS DEL RESULTADO

RESULTADOS (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS		
Ventas de energía y potencia	1.973.015	1.671.583
Otros ingresos	157.272	130.466
TOTAL INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	2.130.286	1.802.049
COSTOS DE VENTA		
Costo de combustible	(797.372)	(573.904)
Costo de venta de combustible	(70.438)	(23.156)
Compras de energía y potencia	(143.528)	(380.356)
Costo uso sistema de transmisión	(77.863)	(98.332)
Costo de venta productivo y otros	(158.366)	(124.901)
Depreciación e intangibles	(195.648)	(168.228)
TOTAL COSTOS DE VENTA	(1.443.214)	(1.368.878)
GANANCIA BRUTA	687.072	433.171
Otros ingresos, por función	6.144	5.881
Gasto de administración	(148.220)	(116.067)
Otros gastos, por función	(5.215)	(19.125)
Otras ganancias (pérdidas)	(23.779)	(88.787)
Ingresos financieros	9.303	22.452
Costos financieros	(107.148)	(99.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	31.109	42.361
Diferencias de cambio	(13.348)	16.451
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	435.918	197.025
Impuesto a las ganancias	(109.810)	(31.169)
GANANCIA (PÉRDIDA) DESPUÉS DE IMPUESTO	326.108	165.855
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	326.108	165.855
GANANCIA (PÉRDIDA), ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	326.084	169.772
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	24	(3.917)
GANANCIA (PÉRDIDA)	326.108	165.855

2.1. EBITDA

Al 31 de diciembre de 2011, el EBITDA fue MUS\$737.275, comparado con el EBITDA de MUS\$473.598 registrados al cierre de diciembre de 2010. Esta variación positiva de MUS\$263.676 es producto de la mayor ganancia bruta en los tres mercados principales en que participa la Compañía. Cabe señalar, que el EBITDA del SIC y SING/SADI fue mayor en MUS\$163.089 y MUS\$81.813, respectivamente, mientras que el EBITDA de Colombia aumentó en MUS\$18.776.

AES Gener tiene operaciones en tres mercados principales: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en Chile, y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, los cuales son independientes uno del otro. Adicionalmente, la compañía vende electricidad en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En la siguiente sección, se explicarán las variaciones de la ganancia bruta separadas en los tres mercados principales mencionados previamente.

La contribución sobre el EBITDA de los distintos mercados en que el Grupo AES Gener participa fue: SIC 33,3%, SING/SADI 36,6% y Colombia 30,1%.

EBITDA (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Ganancia bruta	687.072	433.172
Depreciación e intangibles (-)	195.648	168.228
Otros ingresos, por función	6.144	5.880
Gasto de administración	(148.220)	(116.066)
Otros gastos, por función	(5.215)	(19.125)
Otros costos no incluidos en EBITDA	1.846	1.510
EBITDA	737.275	473.598

2.1.1. Ganancia bruta

La ganancia bruta aumentó MUS\$253.901, producto de la mayor ganancia bruta en los tres mercados principales en que participa la Compañía. En el SIC, la ganancia bruta fue mayor en US\$165.460, mientras que en el SING y SADI y en Colombia aumentó MUS\$61.535 y MUS\$26.905, respectivamente. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de AES Gener a las subsidiarias Norgener S.A. (Norgener) y Eléctrica Angamos en el SING.

GANANCIA BRUTA (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
INGRESOS ORDINARIOS		
SIC	1.364.988	1.071.344
SING/	592.342	409.694
Colombia	364.848	392.460
Ajuste consolidación	(191.892)	(71.449)
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	2.130.286	1.802.049
COSTOS DE VENTA		
SIC	(1.115.674)	(987.490)
SING/SADI	(386.603)	(265.491)
Colombia	(132.829)	(187.346)
Ajuste consolidación	191.892	71.449
TOTAL COSTOS DE VENTA	(1.443.214)	(1.368.878)
TOTAL GANANCIA BRUTA	687.072	433.171

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, la ganancia bruta aumentó MUS\$165.460, equivalentes a 197% producto fundamentalmente de mayores ventas netas en el mercado spot y mayores ventas a clientes no regulados, parcialmente compensado por menores ventas a distribuidoras y mayor consumo de combustible. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

SIC	Diciembre 2011	Diciembre 2010
GANANCIA BRUTA (MUS\$)		
INGRESOS ORDINARIOS		
Clientes regulados	599.982	772.517
Clientes no regulados	230.449	31.359
CDEC - SIC	195.401	77.894
Otros ingresos ordinarios	339.156	189.573
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	1.364.988	1.071.344
COSTOS DE VENTA		
Consumo de combustible	(575.740)	(420.875)
Compras de energía y potencia	(57.956)	(232.369)
Costos de transmisión	(74.509)	(95.979)
Costo de venta de combustible	(243.448)	(92.073)
Depreciación y amortización	(89.953)	(86.396)
Otros costos de venta	(74.067)	(59.797)
TOTAL COSTOS DE VENTA	(1.115.674)	(987.490)
TOTAL GANANCIA BRUTA	249.314	83.854

Las ventas netas de energía al spot aumentaron en MUS\$291.919 asociadas al cambio desde una posición compradora neta de 542 GWh al cierre de diciembre de 2010 a una posición de vendedor neto en el mercado spot de 1.060 GWh durante 2011, producto del mayor despacho de las centrales de respaldo del Grupo AES Gener debido a las condiciones hidrológicas secas, especialmente la mayor generación de la central Nueva Renca, que durante la mayor parte del año generó con GNL y durante el cuarto trimestre generó principalmente con diesel, además del mayor despacho de la central a diesel Santa Lidia. Adicionalmente, se registraron mayores precios spot, los cuales aumentaron desde un promedio a diciembre de 135,2 US\$/MWh en 2010 a 181,0 US\$/MWh en 2011 (en subestación Quillota 220 kV).

Las ventas a clientes no regulados aumentaron en MUS\$199.090 producto de mayores ventas físicas que pasaron de 244 GWh durante 2010 a 1.547 GWh al cierre de diciembre de 2011. Este aumento está asociado al inicio de nuevos contratos de largo plazo con clientes libres, además de nuevos contratos de corto plazo ejecutados con otros generadores del sistema. Este efecto fue parcialmente compensado por la disminución de MUS\$172.535 en las ventas a distribuidoras asociadas a una disminución en la venta física que pasó de 7.502 GWh en 2010 a 5.004 GWh en el mismo período de 2011, debido al vencimiento de contratos con Chilquinta y Chilectra en 2010.

El aumento en los costos de combustible de MUS\$154.865 se explica principalmente por mayor generación térmica de AES Gener y sus subsidiarias. La generación térmica de las centrales del AES Gener y subsidiarias aumentó de 5.788 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 6.319 GWh al cierre de diciembre de 2011 producto de mayor generación con gas de la central respaldo de Nueva Renca de 1.150 GWh asociado a la generación con GNL durante el período enero-septiembre de 2011, y mayor generación a carbón de 272 GWh relacionada con la mayor disponibilidad durante 2011 de la unidad 2 de Ventanas producto de menor tiempo de mantenimiento. Este efecto fue parcialmente compensado por menor generación a diesel de 894 GWh, principalmente de la central Nueva Renca. Cabe señalar que durante 2011 la generación de las centrales hidroeléctricas de AES Gener fue 258 GWh menor que la del año 2010 debido a menor caudal para la generación asociado a menor cantidad de nieve y deshielo.

Adicionalmente, se registró un aumento en los costos de venta de combustible netos de MUS\$10.949 asociado con la celebración de un contrato de suministro de carbón con una empresa del Grupo AES. Cabe señalar que este efecto negativo es compensado por menores precios de carbón para consumo reflejados en el costo de combustible.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

Entre 2011 y 2010, la ganancia bruta el SING/SADI aumentó MUS\$61.535, equivalente a 43%, principalmente asociado a mayores ventas netas al spot en el SING y mayores ventas a clientes libres en el SING y el SADI, parcialmente compensado por mayor consumo de combustible, mayor depreciación y menores ventas spot en el SADI. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta del SING y SADI:

SING/SADI GANANCIA BRUTA (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
INGRESOS ORDINARIOS		
Clientes no regulados - SING	241.152	169.135
Contratos - SADI	52.768	11.591
CDEC - SING	236.894	147.570
Spot - SADI	51.366	69.095
Otros ingresos ordinarios	10.162	12.303
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	592.342	409.694
COSTOS DE VENTA		
Consumo de combustible	(234.776)	(153.029)
Compras de energía y potencia	(13.258)	(7.921)
Costos de transmisión	(3.061)	(2.353)
Costo de venta de combustible	(3.057)	(2.272)
Depreciación y amortización	(85.387)	(61.032)
Otros costos de venta	(47.065)	(38.884)
TOTAL COSTOS DE VENTA	(386.603)	(265.491)
TOTAL GANANCIA BRUTA	205.739	144.203

Las ventas a clientes libres en el SING aumentaron en MUS\$72.017 principalmente por mayores precios de contratos y mayores ventas físicas que pasaron de 2.033 GWh al cierre de diciembre 2010 a 2.209 GWh durante 2011. Adicionalmente, las ventas a clientes en el SADI aumentaron MUS\$41,177 producto del incremento en las ventas físicas, que pasaron de 242 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 914 GWh en el mismo período de 2011, asociadas a mayores contratos bajo la modalidad Energía Plus.

Las ventas netas de energía al mercado spot en el SING aumentaron MUS\$83.987. Esto se explica fundamentalmente por mayores ventas físicas, aumentando desde 970 GWh durante el año 2010 a 1.855 GWh al cierre de diciembre de 2011, producto de la entrada en operación comercial de la primera y segunda unidad de Angamos en abril y octubre del 2011, respectivamente, efecto parcialmente compensado por el menor despacho de TermoAndes hacia este mercado debido a las restricciones de suministro de gas en Argentina durante el invierno y el menor costo marginal promedio en el SING, el cual disminuyó desde un promedio de 121,5 US\$/MWh durante el 2010 a 95,7 US\$/MWh en el 2011 (en subestación Crucero 220 kV). En el SADI, las ventas spot disminuyeron MUS\$17.728 producto de la menor venta física que pasó de 2.154 GWh al 31 de diciembre de 2010 a 1.629 GWh al cierre de diciembre de 2011 producto de la mayor energía contratada.

El consumo de combustible aumentó MUS\$81.747 asociado principalmente al mayor consumo de carbón y, adicionalmente, se registraron un aumento en depreciación de MUS\$24.355 y un aumento en otros costos venta de MUS\$8.181 asociados a servicios portuarios. Todas estas variaciones negativas están explicadas principalmente por la entrada en operación de la primera y segunda unidad de Angamos en abril y octubre de 2011, respectivamente.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, la ganancia bruta fue mayor en MUS\$26.905, equivalentes al 13%. Esta variación se explica principalmente por mayores ventas a distribuidoras y mayores ventas netas al mercado spot comparando el año 2010 y 2011. La tabla a continuación muestra el detalle de la ganancia bruta de este mercado:

COLOMBIA (SIN) GANANCIA BRUTA (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
INGRESOS ORDINARIOS		
Contratos	254.564	233.298
Spot	110.123	159.093
Otros ingresos ordinarios	160	69
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	364.848	392.460
COSTOS DE VENTA		
Compras de energía y potencia	(72.313)	(140.067)
Depreciación y amortización	(20.308)	(20.799)
Otros costos de venta	(40.207)	(26.479)
TOTAL COSTOS DE VENTA	(132.829)	(187.346)
TOTAL GANANCIA BRUTA	232.019	205.114

Las ventas a distribuidoras por contrato aumentaron en MUS\$21.266 debido a mayores ventas físicas que pasaron de 2.799 GWh en el período enero-diciembre 2010 a 3.572 GWh al cierre de diciembre de 2011.

Las ventas netas de energía spot y ventas por servicios auxiliares aumentaron MUS\$18.784. Las compras de energía spot disminuyeron MUS\$67.754, lo que fue parcialmente compensado por menores ventas en el mercado spot de MUS\$48.969. Estos efectos se explican fundamentalmente por menores precios de venta en bolsa que disminuyeron desde un promedio de 67,6 US\$/MWh durante el período enero-diciembre de 2010 a 40,3 US\$/MWh en el mismo período de 2011 asociado con las condiciones hidrológicas más húmedas. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mayor venta física que aumentó de 2.743 GWh en los doce meses de 2010 a 3.558 GWh en el mismo período de 2011 y menor compra física que pasó de 2.211 GWh al cierre de diciembre de 2010 a 1.777 GWh en igual período de 2011.

Cabe señalar que la generación de AES Chivor en 2011 marcó un récord histórico de 5.338 GWh generados, lo que fue 62% mayor a la generación de 3.305 GWh durante 2010.

La distribución de las ventas físicas de energía al cierre de diciembre de 2011 y 2010 fue la siguiente:

VENTAS ENERGÍA POR MERCADO (GWH)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
SIC	7.756	8.491
Distribuidoras	5.004	7.502
CDEC	1.205	745
Otros clientes	1.547	244
SING	4.065	3.003
Distribuidoras	-	-
CDEC	1.855	970
Otros clientes	2.209	2.033
SIN-COLOMBIA	7.130	5.542
Bolsa de Energía y otros	3.558	2.743
Distribuidoras	3.572	2.799
SADI	2.543	2.396
Clientes (Energía Plus)	914	242
Spot	1.629	2.154
TOTAL VENTAS	21.494	19.431

2.1.2. Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron 28%, pasando de MUS\$116.067 al 31 de diciembre de 2010 a MUS\$148.220 en igual período de 2011, fundamentalmente relacionado con mayores remuneraciones y beneficios sociales de MUS\$11.687 y mayores costos de seguros por MUS\$2.487, ambos asociados a los proyectos de expansión en curso y las nuevas centrales que entraron en operación recientemente. Adicionalmente, la subsidiaria AES Chivor en Colombia durante 2011 registró un mayor impuesto al patrimonio de MUS\$9,689 equivalente al 6,0% de su patrimonio líquido, a diferencia de lo registrado el año anterior, equivalente al 1,2% de su patrimonio líquido. Cabe señalar, que este impuesto debe ser pagado durante 4 años a partir de 2011, pero según la normativa IFRS el 100% del impuesto fue reconocido en enero de 2011.

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA que sufrieron las mayores variaciones comparando los años 2010 y 2011 incluyen una variación negativa en diferencias de cambio de MUS\$29.799, mayores costos financieros netos de MUS\$20.984 y menor participación en ganancias de asociadas de MUS\$11.252, parcialmente compensado por menores otras pérdidas de MUS\$65.006.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

RESULTADO FINANCIERO (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Otras ganancias (pérdidas)	(23.779)	(88.787)
Ingresos financieros	9.303	22.452
Costos financieros	(107.148)	(99.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	31.109	42.361
Diferencias de cambio	(13.348)	16.451

La pérdida por diferencias de cambio a diciembre de 2011 se debe a la depreciación del peso chileno y la posición activa neta de la Compañía en pesos chilenos entre diciembre de 2010 y diciembre de 2011. Entre los efectos más importantes se encuentra el impacto del tipo de cambio en las cuentas por cobrar en pesos, principalmente ventas de electricidad a clientes. Cabe señalar que entre el cierre de diciembre de 2010 y diciembre de 2011 el peso chileno se depreció 11%, de \$468,0 a \$519,2, mientras que entre el cierre de diciembre de 2009 y diciembre de 2010 se apreció 8%, de \$507,1 a \$468,0.

El aumento del costo financiero neto en MUS\$20.984, comparando los doce meses de 2010 y 2011, está fundamentalmente asociado con menores intereses capitalizados en Angamos debido a la puesta en marcha de la primera y segunda unidad en abril y octubre de 2011, respectivamente, y por la valorización de mercado de los swap asociados a los bonos en UF de AES Gener y la deuda de Angamos.

Adicionalmente, se registró un efecto negativo de MUS\$11.252 en participación en ganancias de asociadas explicado por el menor resultado de la asociada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda) debido en parte a la provisión de incobrables correspondiente de MUS\$8,118 por ventas a Campanario Generación S.A. en el año 2011.

Al 31 de diciembre de 2011, se registraron menores otras pérdidas de MUS\$65.006 comparado con igual período de 2010, fundamentalmente asociada a mayores pérdidas en 2010 compuestas de la pérdida excepcional de MUS\$72.220 registrada a diciembre de 2010 producto del acuerdo de término definitivo alcanzado entre Eléctrica Santiago y empresas de transporte de gas y adicionalmente a las mayores otras pérdidas asociadas a una baja en activo fijo en Norgener, TermoAndes y Energía Verde, comparado con una menor pérdida registrada en 2011 de MUS\$41.200 asociada a los premios por permuta y rescate voluntario y gastos del proceso de refinanciamiento concluido en agosto. Adicionalmente, esta pérdida en 2011 fue parcialmente compensada por ganancias asociadas a la venta de derechos de agua y compensaciones por modificaciones contractuales.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto fue mayor en MUS\$78.641, aumentando desde un gasto de MUS\$31.169 al 31 de diciembre de 2010 a un gasto de MUS\$109.810 durante el mismo período de 2011 explicado por el mayor resultado antes de impuesto registrado al cierre de diciembre de 2011. Adicionalmente, esta variación negativa se explica por el registro durante el primer semestre de 2010 de un reverso en impuesto corriente de MUS\$20.095 asociado a una provisión por una contingencia tributaria.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE

Al 31 de diciembre de 2011, se registraron activos por MUS\$5.829.273, 3% mayor que los MUS\$5.657.153 registrados al cierre de diciembre de 2010. Esta variación está explicada principalmente por el aumento en activos no corrientes de MUS\$170.886.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de MUS\$172.120, explicado por un aumento de MUS\$177.588 y MUS\$14.703 en pasivos no corrientes y corrientes, respectivamente, parcialmente compensado por una disminución de MUS\$20.171 en patrimonio neto.

BALANCE (MUS\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Activos corrientes	1.086.889	1.085.655
Activos no corrientes	4.742.384	4.571.498
TOTAL ACTIVOS	5.829.273	5.657.153
Pasivos corrientes	514.158	499.455
Pasivos no corrientes	2.786.336	2.608.748
Patrimonio neto	2.528.779	2.548.950
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.829.273	5.657.153

El activo corriente presentó una variación menor de MUS\$1.234. Los efectos negativos de la disminución en otros activos financieros corrientes de MUS\$160.104 como consecuencia de menores depósitos a plazo y menores deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de MUS\$31.422, fundamentalmente asociadas a la disminución de cuentas por cobrar por distribuidoras sin contrato y menor remanente de crédito fiscal, fueron parcialmente compensados por un aumento en efectivo y efectivo equivalente de MUS\$114.896 principalmente asociado a mayores saldos bancarios e inversiones en depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses. A lo anterior se suma mayores inventarios de MUS\$63.868 y mayores activos por impuestos corrientes de MUS\$17.240.

El activo no corriente aumentó 4% principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de MUS\$196.276 fundamentalmente relacionado con el proyecto de la filial Eléctrica Angamos, central Angamos (545 MW), cuyas dos unidades entraron en operación en abril y octubre de 2011, respectivamente y adicionalmente, a las inversiones realizadas en la construcción del proyecto Ventanas IV (270 MW), de la subsidiaria Eléctrica Campiche, actualmente en construcción. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución en otros activos financieros no corrientes de MUS\$55.989 debido a una disminución de la valorización de los activos de cobertura.

Los pasivos corrientes experimentaron un aumento de 3% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2010. Entre las variaciones destaca el aumento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de MUS\$33.505 fundamentalmente relacionadas con mayores cuentas por pagar a proveedores, parcialmente compensado por menores dividendos por pagar a raíz de un dividendo provisorio pagado en septiembre de 2012. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución de cuentas por pagar a entidades relacionadas de MUS\$16.787 y menores otros pasivos financieros de MUS\$3.292.

Los pasivos no corrientes aumentaron MUS\$177.588 principalmente producto del incremento de MUS\$197.624 en otros pasivos financieros no corrientes, efecto asociado fundamentalmente a los desembolsos de deuda relacionados con el proyecto Angamos y al refinanciamiento de deuda y emisión del nuevo bono en EEUU, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución en otras cuentas por pagar no corrientes de MUS\$19.356.

Durante 2011, el patrimonio disminuyó MUS\$20.171 fundamentalmente producto de la disminución de otras participaciones en el patrimonio de MUS\$71.423 asociado al pago de un dividendo definitivo eventual realizado en mayo de 2011 y menores otras reservas de MUS\$80.198 producto de la disminución de la valorización de mercado de los derivados y la conversión de los resultados de AES Chivor de pesos colombianos a dólares, parcialmente compensado por un aumento de MUS\$131.428 en las ganancias acumuladas por mayor resultado durante 2011.

4. INDICADORES

Los indicadores de liquidez disminuyeron dado que los pasivos corrientes aumentaron más que los activos corrientes, que casi no registraron variación. El pasivo aumentó principalmente por mayores otros pasivos financieros no corrientes a diciembre de 2011.

La cobertura de gastos financieros aumentó debido al mayor resultado antes de impuestos registrado a diciembre de 2011.

La rentabilidad del patrimonio a diciembre de 2011 fue mayor a la de diciembre de 2010, debido a la mayor utilidad registrada al cierre de diciembre 2011 (12 meses).

		Diciembre 2011	Diciembre 2010
LIQUIDEZ			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	2,11	2,17
Razón ácida	(veces)	0,80	0,59
(Activo corr.- Inventarios) / Pasivo corr.	(veces)	1,91	2,09
ENDEUDAMIENTO			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,31	1,22
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,16	0,16
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,84	0,84
Pasivo exigible	(millones de dólares)	3.300	3.108
Cobertura gastos financieros	(veces)	5,07	2,98
ACTIVIDAD			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.529	2.549
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	4.375	4.178
Total activos	(millones de dólares)	5.829	5.657
RENTABILIDAD			
De los activos ⁽¹⁾	(%)	5,59	5,76
Del patrimonio ⁽¹⁾	(%)	12,89	12,79
Rendimiento activos operacionales ⁽²⁾	(%)	15,70	10,37
Utilidad/Acción ⁽³⁾	(dólares)	0,04	0,02
Retorno dividendos ⁽⁴⁾	(%)	6,7	4,5

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada período está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considera los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción al cierre de cada período.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE CAJA

El saldo final de efectivo y efectivo equivalente al 31 de diciembre de 2011 fue de MUS\$409.157, 39% mayor que el saldo final obtenido en 2010 de MUS\$294.261. El flujo neto total del período fue positivo en MUS\$122.994 al 31 de diciembre de 2011, lo que se compara desfavorablemente con el flujo positivo de MUS\$126.966 al cierre de diciembre 2010. El menor flujo se explica por la variación negativa en los flujos de las actividades de financiamiento y operación, parcialmente compensadas por una variación positiva en el flujo de inversión.

FLUJO DE CAJA (M\$)	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Flujo neto de operación	177.524	187.205
Flujo neto de inversión	(171.988)	(350.125)
Flujo neto de financiamiento	117.458	289.886
FLUJO NETO TOTAL DEL PERÍODO	122.994	126.966
SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	409.157	294.261

El flujo de operación registró una variación negativa de MUS\$9.681 al cierre de diciembre de 2011, en comparación al año anterior, debido principalmente a mayores dividendos pagados de MUS\$160.503 asociado con los dividendos pagados en enero, mayo y septiembre de 2011, menor recaudación de cuentas por cobrar de MUS\$96.847 y un efecto negativo en ajustes en inventarios de MUS\$73.890. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor utilidad del período de MUS\$160.253, una variación positiva en ajustes por impuestos a las ganancias de MUS\$78.641 y menor pago de cuentas por pagar de MUS\$78.100. Las actividades de inversión presentaron una variación positiva de MUS\$178.137, comparando los doce meses de 2010 y 2011. Las principales variaciones fueron menores compras de propiedades, plantas y equipos que disminuyeron en MUS\$115.447 principalmente debido a menores inversiones en el proyecto Angamos, compensado en parte por mayores inversiones en el proyecto en construcción Ventanas IV, y mayores otras entradas de efectivo de MUS\$48.137 producto de mayores rescates de inversiones financieras, parcialmente compensado por menores ingresos asociados a devolución de IVA de los proyectos.

Las actividades de financiamiento representaron un menor flujo de MUS\$172.428 al cierre de diciembre de 2011, comparado con 2010. Esta reducción se debe fundamentalmente a que los flujos de préstamos de largo plazo disminuyeron en MUS\$169.235 producto de menores desembolsos asociados al financiamiento del proyecto Angamos.

6. BALANCE DE ENERGÍA

La siguiente tabla muestra la generación de energía, las compras y las ventas de las subsidiarias operativas en cada uno de los mercados en que AES Gener participa.

ENERGÍA (GWH)	SIC			SING			SADI	SIN	Total
	AES Gener ⁽¹⁾	Eléctrica Santiago	Eléctrica Ventanas	Norgener	TermoAndes	Angamos	TermoAndes	AES Chivor	
GENERACIÓN									
Hidro	1.183	-	-	-	-	-	-	5.338	6.521
Termo	2.467	1.997	1.855	2.070	732	1.281	2.543	-	12.945
TOTAL	3.650	1.997	1.855	2.070	732	1.281	2.543	5.338	19.466
COMPRAS									
Spot	112	34	-	76	46	-	-	1.777	2.044
Otros generadores	89	-	-	-	-	-	-	-	89
Intercompañía	2.478	-	-	-	-	-	-	-	2.478
TOTAL	2.678	34	-	76	46	-	-	1.777	4.610
PÉRDIDAS	21	(0)	-	(47)	(61)	(31)	-	14	(104)
VENTAS									
Distribuidoras ⁽²⁾	4.982	22	-	-	-	-	-	3.572	8.575
Clientes libres	941	606	-	1.882	73	254	914	-	4.671
Spot	426	779	-	216	643	996	1.629	3.558	8.248
Intercompañía	-	623	1.855	-	-	-	-	-	2.478
TOTAL	6.349	2.030	1.855	2.098	716	1.250	2.543	7.130	23.972

(1) Energía Verde fue fusionada con AES Gener a fines de 2011.

(2) Las ventas a distribuidoras incluyen ventas realizadas para cumplir con compromisos asociados a un generador miembro del SIC que fue declarado en quiebra durante el mes de septiembre de 2011.

7. ANÁLISIS DE MERCADO

La actividad de generación de AES Gener en Chile se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central, que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que abarca la I, la XV y parte de la II regiones. En Colombia, AES Chivor es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional. Cabe señalar que TermoAndes también realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

El costo marginal promedio aumentó 34% comparando los años 2010 y 2011 en lo que influyó fundamentalmente una hidrología seca, además de un aumento en el precio de diesel. Al 31 de diciembre de 2011, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron 26% de la generación neta del SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC al cierre de diciembre de 2011 y 2010.

SIC		Diciembre 2011	Diciembre 2010
Variación demanda	(%)	5,1	5,8
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.650	3.474
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US\$/MWh	181,0	135,2

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

La disminución en el costo marginal de 21% en el SING se explica principalmente por mayor generación con GNL durante 2011 en comparación con igual período de 2010 y, adicionalmente, la disponibilidad de las nuevas centrales a carbón. Al 31 de diciembre de 2011, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 31% de la generación neta del SING, considerando la generación de ambas unidades de Angamos, que iniciaron su operación comercial en abril y octubre de 2011, respectivamente, y su generación durante el período de pruebas de comisionamiento. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a diciembre de 2011 corresponde al 2,2% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING/SADI durante 2011 y 2010.

SING/SADI		Diciembre 2011	Diciembre 2010
Variación demanda SING	(%)	3,5	1,0
Consumo promedio mensual SING	(GWh)	1.190	1.149
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US\$/MWh	95,7	121,5
Costo marginal promedio SADI	US\$/MWh	28,8	29,8

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa en dólares disminuyeron en 40% comparando los años 2010 y 2011 dada la recuperación de los embalses en Colombia durante el fenómeno húmedo de la Niña. Cabe señalar que los precios en bolsa en pesos colombianos disminuyeron aproximadamente 42%. Al 31 de diciembre de 2011, la generación de AES Chivor, que fue histórica para la central, representó 9% de la demanda en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el período terminado el 31 de diciembre de 2011 y 2010:

COLOMBIA		Diciembre 2011	Diciembre 2010
Variación demanda	(%)	1,8	2,7
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.763	4.679
Precio bolsa promedio	US\$/MWh	40,3	67,6

8. ANÁLISIS DE RIESGO

8.1. Riesgos de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable de los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio de combustible.

8.1.1. Riesgo de tipo de cambio

Con excepción de las operaciones en Colombia, la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense, dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Asimismo, en Chile, la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener mantenía varios contratos de cobertura (forwards) con bancos con el propósito de disminuir el riesgo de tipo de cambio asociado con las ventas de energía, ya que si bien la mayoría de los contratos de suministro de energía de la empresa tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos chilenos utilizando un tipo de cambio fijo por un período determinado. Al cierre de diciembre de 2011, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense podría generar un impacto de aproximadamente MUS\$12.700 en los resultados de AES Gener. Al 31 de diciembre de 2011, aproximadamente 85,6% de los ingresos ordinarios y el 91,6% de los costos de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses.

En relación a las subsidiarias extranjeras de la Compañía, cabe señalar que la moneda funcional de AES Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contrato, y los costos operacionales de la subsidiaria están principalmente ligados al peso colombiano. Al 31 de diciembre de 2011, las ventas en pesos colombianos representaron 12,0% de los ingresos consolidados. Adicionalmente, los dividendos de AES Chivor están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Por otra parte, los precios spot en el mercado argentino se fijan en pesos argentinos. El ingreso por estas ventas representó 2,4% de los ingresos consolidados al cierre de diciembre de 2011.

A nivel consolidado, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2011, 82,0% de las inversiones y saldos en cuenta corriente están denominadas en dólares estadounidenses, 15,1% en pesos chilenos, 2,2% en pesos colombianos y 0,7% en pesos argentinos.

Con respecto a la deuda (préstamos bancarios y obligaciones con el público) denominada en moneda distinta al dólar estadounidense, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para eliminar el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente MUS\$219.527, AES Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de diciembre 2011, el 98,1% de la deuda de AES Gener y sus subsidiarias está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

MONEDA	Diciembre 2011 %	Diciembre 2010 %
US\$	98,1	97,2
UF	1,9	2,2
Col\$	0,0	0,6

8.1.2. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o flujos futuros de efectivo de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

La Compañía administra su riesgo de tasa de interés manteniendo un portafolio equilibrado de deuda a tasa fija y variable. Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Actualmente, existen swaps de tasa de interés para una parte importante de la deuda asociada a las subsidiarias Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas) y Eléctrica Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

TASA	Diciembre 2011 %	Diciembre 2010 %
Tasa Fija	90,1	87,4
Tasa Variable	9,9	12,6

8.1.3. Riesgo de precio de combustible

El Grupo se ve afectado por la volatilidad de ciertos combustibles. Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diesel y gas natural licuado (GNL), son "commodities" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. En el caso de diesel y GNL, se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. La variación del precio de los combustibles tales como el carbón, diesel y gas natural pueden hacer variar la composición de costos de la Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Dado que AES Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato. Adicionalmente, la Compañía ha estructurado una estrategia de compra de carbón, manteniendo una parte a precio fijo y otra a precio variable, de manera de alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a ventas de energía contratada.

Actualmente, las compras de diesel y GNL no tienen una cobertura asociada. Dado que en la actualidad la energía contratada de AES Gener se encuentra equilibrada con su generación eficiente, se espera que las unidades de respaldo que utilizan diesel o GNL operen sólo en condiciones de estrechez tales como condiciones hidrológicas secas en el caso del SIC, vendiendo su energía en el mercado spot. Bajo estas condiciones, y considerando que la central de respaldo Nueva Renca de la subsidiaria Eléctrica Santiago utilizó GNL para su generación durante este período, se estima que un alza del 10% en los costos del combustible diesel durante el ejercicio 2011, habría significado una variación positiva de aproximadamente MUS\$25.279 en el margen bruto de la Compañía, mientras que una disminución del 10% habría significado una variación negativa de aproximadamente igual magnitud. Cabe señalar que Nueva Renca puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

8.2. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Gener y sus subsidiarias establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos y otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto a los deudores por venta, los clientes de AES Gener en Chile son principalmente compañías distribuidoras y clientes industriales de elevada solvencia y sobre 90% de ellas cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Las ventas del Grupo AES Gener en el mercado spot se realizan obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del CDEC según el despacho económico realizado por esta entidad. Cabe señalar que un generador miembro del SIC fue declarado en quiebra durante el mes de septiembre de 2011, producto de las pérdidas financieras causadas por las condiciones hidrológicas secas registradas en el sistema. AES Gener y Eléctrica Santiago presentaron en este proceso de quiebra escritos de verificación de crédito por los montos adeudados a cada Compañía por un total de MUS\$64 y MUS\$2.680, respectivamente, más el interés legal convencional, cifras que han sido provisionados al cierre de diciembre de 2011 (ver nota 32.4.b.4). En Colombia, AES Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías. Durante el año 2010, también en condiciones de sequía, AES Chivor sufrió problemas de cobranza con un comercializador de energía y eventualmente registró una pérdida de MUS\$1.300 asociado al monto impago. En este caso, el comercializador fue expulsado de la Bolsa y AES Chivor presentó acciones para intentar recuperar el monto adeudado.

En cuanto a las inversiones financieras que realizan AES Gener y sus subsidiarias tales como fondos mutuos, depósitos a plazo y derivados, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y Fitch y "A2" en escala Moody's. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

La exposición máxima a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en la Nota 10 Instrumentos Financieros. La Compañía no mantiene garantías por dichos activos financieros.

8.3. Riesgo de liquidez

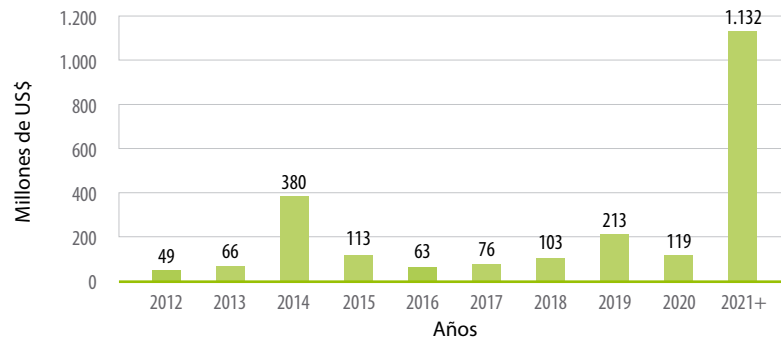
El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener un equilibrio entre la continuidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Al 31 de diciembre de 2011, AES Gener contaba con un saldo en fondos disponibles líquidos de MUS\$537.778, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de MUS\$409.157 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de MUS\$128.621, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2010, el saldo en fondos disponibles líquidos fue de MUS\$592.890, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de MUS\$294.261 y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de MUS\$298.629. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento original inferior a tres meses, valores negociables, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2011, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$257.635 además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$335.715. Cabe señalar que en octubre de 2011 AES Gener suscribió una nueva línea comprometida con un sindicado de bancos locales por UF 6.000.000 (MUS\$257.635) con vencimiento en octubre de 2016. Esta nueva línea reemplaza las líneas comprometidas no utilizadas anteriores, las cuales fueron canceladas en forma simultánea (ver nota 32.3.d).

En relación al pago de deuda, AES Gener no tiene vencimientos importantes durante los próximos dos años. Cabe señalar que el vencimiento del año 2014 se redujo significativamente desde MUS\$628.344 al 30 de junio de 2011 a MUS\$379.567 al 31 de diciembre de 2011 mediante el proceso de refinanciamiento concluido en el mes de agosto de 2011. Este proceso, como parte del activo manejo de pasivos de la Compañía, fue efectuado para extender el vencimiento de parte importante de la deuda corporativa. El proceso incluyó la aceptación de ofertas de permuta y rescate voluntario de aproximadamente 63% del bono estadounidense de MUS\$400.000 con vigencia 2014, el rescate voluntario de aproximadamente 48% del bono chileno Serie Q de MUS\$196.000 con vigencia 2019 y la emisión de un nuevo bono estadounidense por un total de MUS\$401.682 con vigencia 2021, a una tasa de interés de 5,25%. El gráfico y tabla a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses:

TABLA DE AMORTIZACIÓN DE DEUDA



Al 31-12-2011

	Tasa interés promedio	Vencimiento				
		2012	2013	2014	2015	2016+
TASA FIJA						
(UF con swap a US\$)	5,50%	-	-	-	47,0	-
(UF con swap a US\$)	7,34%	-	-	-	-	172,5
(US\$)	7,50%	-	-	147,1	-	-
(US\$)	5,25%	-	-	-	-	401,7
(US\$)	8,00%	-	-	-	-	102,2
(UF)	7,50%	0,8	0,9	1,0	1,1	39,9
(US\$)	9,75%	-	-	170,0	-	-
(US\$)	6,95%	6,0	6,0	3,0	-	-
TASA VARIABLE						
(US\$)	Libor + Spread	21,1	22,5	25,5	25,9	281,7
(US\$)	Libor + Spread	21,0	36,6	33,0	39,1	707,5
(Col\$)	DTF + Spread	-	-	-	-	-
TOTAL		48,9	66,0	379,6	113,1	1.705,4

8.4. Riesgos del negocio eléctrico

Los riesgos del negocio eléctrico corresponden a aquellas incertidumbres específicamente asociadas a la industria en que se desempeña la Compañía.

8.4.1. Hidrología

Las operaciones de AES Gener en el SIC y en Colombia pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para el despacho de las centrales y precios en ambos sistemas. La Compañía usa modelos estadísticos propios para evaluar los riesgos relacionados con sus compromisos contractuales, y en términos generales la estrategia comercial en Chile es contratar a largo plazo la energía de sus centrales eficientes, reservando así las otras unidades de mayor costo para ventas en el mercado spot. Por su parte, en Colombia, la estrategia comercial es optimizar el uso del embalse con el objetivo general de contratar 75-85% de la generación esperada, tomando en cuenta las condiciones hidrológicas proyectadas.

8.4.2. Suministro de gas

Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, las centrales de ciclo combinado en Chile, incluyendo la central Nueva Renca de Eléctrica Santiago, actualmente operan alternativamente con diesel o GNL. TermoAndes, siguiendo requerimientos de las autoridades argentinas y buscando maximizar su exportación de energía al SING, conectó durante el año 2008 sus dos turbinas a gas al SADI, manteniendo la unidad turbovapor al mercado chileno. De esta manera, el gas actualmente consumido por las turbinas a gas es considerado como gas de consumo interno y la turbina a vapor se mantiene exportando energía eléctrica. Durante el segundo trimestre de 2011, específicamente entre principios de mayo y hasta principios de septiembre, TermoAndes fue afectada por restricciones de gas que significaron que la central no exportara energía hacia el mercado chileno durante este período. Adicionalmente, desde mediados de diciembre de 2011 hasta la fecha, como resultado de la escasez de suministro eléctrico asociado con fallas, mantenimientos y altas temperaturas, TermoAndes está vendiendo toda su generación al SADI. En el actual escenario, la proporción de la generación que será entregada por TermoAndes al mercado argentino y chileno a corto, mediano y largo plazo dependerá de múltiples factores entre los cuales se encuentran principalmente la disponibilidad de gas en la cuenca Noroeste y las expansiones en la capacidad de transporte de la red eléctrica argentina que se encuentran en curso.

8.4.3. Marco Regulatorio

Como empresas de generación eléctrica, AES Gener, sus subsidiarias y asociadas están sujetas a regulación relativa en diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982 y en Colombia desde 1994. AES Gener también está sujeto a normas ambientales, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos futuros y obtener permisos reglamentarios. No se puede garantizar que las leyes o normas de los países en que se opera o se tienen inversiones no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización ambiental solicitada. AES Gener participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

Cabe señalar que el 23 de junio de 2011 una nueva regulación medioambiental fue promulgada, la cual establece nuevos límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación termoeléctrica. Para centrales existentes, incluyendo aquellas en construcción, los nuevos límites de material particulado serán efectivos a partir de 2013 y los nuevos límites para SO₂, NO_x y emisiones de mercurio se aplicarán desde junio de 2015. Se estima que entre el 2012 y 2014/15, AES Gener invertirá aproximadamente MUS\$280.000 en equipos de control de emisión en cuatro centrales de carbón antiguas (construidas entre 1964 y 1997) y en las unidades de carbón de su asociada Guacolda, para dar cumplimiento a esta norma. La Compañía se encuentra solicitando cotizaciones de equipos que permitan precisar el monto de las inversiones requeridas como asimismo el plazo en que estas se efectuarán. Las nuevas plantas a carbón de AES Gener, incluyendo las unidades que entraron en operación recientemente y las actualmente en construcción, tales como Nueva Ventanas y Ventanas IV en el SIC y las unidades I y II de Angamos en el SING, no requerirían de inversiones adicionales.

8.4.4. Proyectos de inversión

La ejecución de los proyectos de inversión en desarrollo por la Compañía depende de numerosos factores, incluyendo la disponibilidad del combustible, el costo y la disponibilidad de equipos de construcción y financiamiento, y el efecto de las demoras o dificultades en los procesos de autorizaciones y permisos reglamentarios. La construcción de nuevas instalaciones podrá verse afectada adversamente por factores típicamente relacionados con dichos proyectos.

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

DE EMPRESAS FILIALES

Correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2011

Los estados financieros de las empresas filiales son preparados al y por los mismos periodos que la matriz, AES Gener S.A., aplicando consistientemente las mismas políticas contables.

Los estados financieros de las sociedades señaladas en el oficio circular N°555 se encuentran a disposición del público en las oficinas de AES Gener S.A. y de la Superintendencia de Valores y Seguros.

DE RESERVA SERVICIO	GENERADOR COJIN SUP. AGUA FLUJO BAJO	GENERADOR COJINETES FLUJO ACEI. BAJO	GENERADOR FRENADO AIRE PRES. ALTO	GENERADOR COJIN.SUP. PRES.ACEITE BAJA	GENERADOR COJINETES TEMP.AC. ALTA
GENERADOR TROCADORES FLUJO AGUA BAJO	GENERADOR INCENDIO			GENERADOR COJINETES TEMP.AC. DISPARO	
GENERADOR ESTATOR A TIERRA 80% DISPARO	GENERADOR ROTOR A TIERRA ALARMA	GENERADOR ARMARIO DE PROTECCION ALARMA	SOBRECORR. BAJA TENS. 1.ETAPA DISPARO	TRANSF. EXCITACION SOBRECORR.	
GENERADOR ESTATOR A TIERRA 100% DISPARO	GENERADOR ROTOR A TIERRA DISPARO	PROTECCION DISTANCIA 2.ETAPA DISPARO	TRANSF. PRIN SOBRECORR. DE NEUTRO	TRANSF.AUX. SOBRECORR. TIEM. INVER DISPARO	
TRANSF. EXCITACION TEMPERATURA DISPARO	EXCITACION FALLA MENOR	EXCITACION FALLA DESCONEXION	EXCITACION CONMUTACION MANUAL	EXCITACION DESCONEXION	
TRANSF.PRI. BUCHHOLZ-2 AIS.SECUND. DISPARO	TRANSF.PRI. NIVEL DE ACEITE ALTO/BAJO	TRANSF.PRI. TEMP.DE AC./BOBINA ALARMA	TRANSF.PRI. TEMP.DE AC./BOBINA DISPARO	TRANSF. PRIN INCENDIO	

Empresa Eléctrica Angamos S.A.

ACTIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	189.178	60.265
No Corrientes	1.041.072	1.009.341
TOTAL ACTIVOS	1.230.250	1.069.606

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	102.348	60.707
No corrientes	813.687	648.239
Patrimonio neto	314.215	360.660
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.230.250	1.069.606

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Margen Bruto	55.296	(1.439)
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	26.205	(2.375)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(6.622)	(399)
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	19.583	(1.976)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (pérdidas)	19.583	(1.976)
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	(66.045)	(41.221)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	(46.461)	(43.197)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	9.959	(37.982)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(117.323)	(257.809)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	165.954	308.657
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	58.590	12.866
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(2.710)	(1.023)
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	12.585	741
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	68.465	12.585

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	336.927	1.125	2.604	16.995	3.009	-	360.660
Cambios en patrimonio	-	-	16	(66.045)	19.583	-	(46.447)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	336.927	1.125	2.620	(49.050)	22.593	-	314.215

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	233.671	1.125	2.590	58.215	4.985	-	300.586
Cambios en patrimonio	103.256	-	14	(41.221)	(1.976)	-	60.074
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	336.927	1.125	2.604	16.995	3.009	-	360.660

Norgener S.A. y Filiales

ACTIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	292.242	149.340
No Corrientes	2.263.900	2.112.227
TOTAL ACTIVOS	2.556.142	2.261.567

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	187.649	125.204
No corrientes	1.775.785	1.526.604
Patrimonio neto	592.708	609.759
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	2.556.142	2.261.567

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Margen Bruto	155.569	72.773
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	83.983	13.925
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	18.100	2.739
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	65.883	11.186

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (pérdidas)	65.883	11.186
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	(78.272)	(50.188)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	(12.389)	(39.002)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	46.378	20.539
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(265.387)	(289.825)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	259.327	310.120
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	40.318	40.834
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(3.021)	(1.185)
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	40.991	1.342
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	78.288	40.991

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	261.538	-	196.669	(68.284)	219.819	17	609.759
Cambios en patrimonio	-	-	338	(78.272)	60.883	-	(17.051)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	261.538	-	197.007	(146.556)	280.702	17	592.708

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	261.538	-	175.483	(18.096)	229.786	16	648.727
Cambios en patrimonio	-	-	21.186	(50.188)	(9.967)	1	(38.968)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	261.538	-	196.669	(68.284)	219.819	17	609.759

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

ACTIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	16.773	37.406
No Corrientes	409.518	425.180
TOTAL ACTIVOS	426.291	462.586

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	39.506	38.336
No corrientes	408.470	404.796
Patrimonio neto	(21.685)	19.454
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	426.291	462.586

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Margen Bruto	43.034	26.800
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	16.446	521
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	2.849	90
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	13.597	431

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (pérdidas)	13.597	431
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	(11.915)	(8.967)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	1.682	(8.536)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	45.430	27.822
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(2.101)	(13.511)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	(61.809)	14.040
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	(18.480)	28.351
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(108)	(364)
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	28.342	355
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	9.754	28.342

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	77.068	-	116	(27.013)	(30.717)	-	19.454
Cambios en patrimonio	(42.821)	-	-	(11.915)	13.597	-	(41.139)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	34.247	-	116	38.928	(17.120)	-	(21.685)

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	84.568	-	107	(18.046)	(31.148)	-	35.481
Cambios en patrimonio	(7.500)	-	9	(8.967)	431	-	(16.027)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	77.068	-	116	(27.013)	(30.717)	-	19.454

Energen S.A.

ACTIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	114	23
No Corrientes	94	-
TOTAL ACTIVOS	208	23

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	12	2
No corrientes	187	-
Patrimonio neto	9	21
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	208	23

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Margen Bruto	-	-
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	(12)	(17)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	-	-
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	(12)	(17)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (pérdidas)	(12)	(17)
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	-	-
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	(12)	(17)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	(3)	(17)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	-	-
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	(3)	(17)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(1)	(2)
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	17	36
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	13	17

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	38	-	-	-	(17)	-	21
Cambios en patrimonio	-	-	-	-	(12)	-	(12)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	38	-	-	-	(29)	-	9

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	119	-	-	-	(81)	-	38
Cambios en patrimonio	(81)	-	-	-	64	-	(17)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	38	-	-	-	(17)	-	21

Energy Trade & Finance Co.

ACTIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	223.218	95.876
No Corrientes	664.053	690.768
TOTAL ACTIVOS	887.271	786.644

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Corrientes	37.870	51.129
No corrientes	283.546	274.428
Patrimonio neto	565.855	461.087
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	887.271	786.644

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Margen Bruto	232.019	205.049
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	183.962	170.033
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	66.431	56.503
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	117.531	113.530

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Ganancias (pérdidas)	117.531	113.530
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	(12.783)	34.356
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	104.748	147.886

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	141.415	152.610
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(5.726)	(4.339)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	(13.015)	(216.973)
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	122.674	(68.702)
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo		
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	5.468	74.170
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	128.142	5.468

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	23.597	16.002	-	69.857	351.566	65	461.087
Cambios en patrimonio	-	-	-	(12.783)	117.507	44	104.768
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	23.597	16.002	-	57.074	469.073	109	565.855

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	205.149	16.002	-	16.020	257.705	80	494.956
Cambios en patrimonio	(181.552)	-	-	53.837	93.861	(15)	(33.869)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	23.597	16.002	-	69.857	351.566	65	461.087

Gener Argentina

ACTIVOS	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Corrientes	73.983	63.858
No Corrientes	292.579	272.550
TOTAL ACTIVOS	366.562	336.408

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Corrientes	67.454	35.733
No corrientes	64.077	66.980
Patrimonio neto	235.031	233.695
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	366.562	336.408

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Margen Bruto	18.429	(12.762)
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	6.702	(30.282)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	5.377	(7.902)
GANANCIAS (PÉRDIDAS)	1.325	(22.380)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2011 MU\$	31-12-2010 MU\$
Ganancias (pérdidas)	1.325	(22.380)
Total Otros Ingresos y costos con cargo o abono a patrimonio	11	38
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y COSTOS INTEGRALES	1.336	(22.342)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

	31-12-2011 MUS\$	31-12-2010 MUS\$
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	29.173	30.129
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(42.760)	(17.909)
Flujo de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	(13.587)	12.220
Efecto de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalente al efectivo	(294)	(148)
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo inicial	20.371	8.299
Efectivo y equivalente al efectivo, estado de flujo de efectivo, saldo final	6.490	20.371

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2011	224.929	-	-	91	(61.401)	70.076	233.695
Cambios en patrimonio	-	-	-	7	673	656	1.336
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011	224.929	-	-	98	(60.728)	70.732	235.031

ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO

	Capital Emitido MUS\$	Prima Emisión MUS\$	Otras Participaciones MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados retenidos MUS\$	Participación minoritaria MUS\$	Total Patrimonio MUS\$
Saldo inicial ejercicio actual al 01 de enero de 2010	224.929	-	-	66	(46.077)	77.119	256.037
Cambios en patrimonio	-	-	-	25	(15.324)	(7.043)	(22.342)
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	224.929	-	-	91	(61.401)	70.076	233.695



223

Información complementaria



HECHOS RELEVANTES COMUNICADOS A LA SUPERINTENDENCIA DE VALORES Y SEGUROS (SVS) EN 2011

3 de enero

Hecho esencial

En respuesta al Oficio N° 28804 del 31 de diciembre de 2010, se complementó información enviada en carácter de Hecho Esencial el 30 de diciembre de 2010 en relación al impacto de las transacciones alcanzadas por la filial Eléctrica Santiago con los transportistas de gas natural, asociadas a las compensaciones fijas y variables contempladas en dichos acuerdos (aproximadamente MUS\$70.000 reflejados en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2010), como también en relación a los pagos futuros que deberá efectuar Eléctrica Santiago en virtud de las referidas transacciones alcanzadas (ahorro anual de MUS\$24.000 hasta el año 2022 y de MU\$6.000 entre los años 2023 y 2028).

4 de febrero

Se envía información relativa al pago de honorarios efectuados a auditores externos, por el período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de diciembre de 2010.

31 de marzo

Se informó a la SVS sobre la Convocatoria a Junta Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2011 para considerar las siguientes materias:

Junta Ordinaria:

1. Aprobación de los Estados Financieros y de la Memoria Anual por el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre del 2010, incluido el informe de la empresa de Auditoría Externa;

2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos, y especialmente el pago de un dividendo definitivo adicional de US\$0,0119880 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 y, asimismo, un dividendo eventual con cargo a las reservas para futuros dividendos de US\$0,0089220 por acción;

3. Determinación de la remuneración de los miembros del Comité de Directores, aprobación del presupuesto del Comité y sus asesores para el año 2011 e información de los gastos y las actividades desarrolladas por dicho Comité durante el año 2010;

4. Designación de una empresa de Auditoría Externa para el ejercicio 2011;

5. Política de Dividendos;

6. Información sobre las operaciones entre partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas; y

7. Demás materias propias de este tipo de Juntas.

Junta Extraordinaria:

- 1 Actualizar los estatutos sociales a fin de adaptarlos a las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.382 sobre Gobiernos Corporativos a la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

2. Adoptar todos los demás acuerdos necesarios para materializar las decisiones que adopte la Junta Extraordinaria que se convoca.



27 de abril

Se informó del acuerdo adoptado por la Junta Ordinaria de Accionistas de AES Gener para la distribución de los siguientes dividendos:

- i) Dividendo definitivo adicional de US\$0,0119880 por acción por un total de US\$96.739.552,01, correspondiente al 56,98% de las utilidades del ejercicio 2010, al que deberá sumarse el dividendo provisorio de US\$0,00905 por acción distribuido durante el mes de enero de 2011 por un total de US\$73.030.776,25, correspondiente al 43,02% de las utilidades del ejercicio 2010. Ambos dividendos comprenden aproximadamente el 100% de las utilidades del ejercicio 2010 equivalente a US\$169.770.328,26.
- ii) Dividendo definitivo eventual con cargo a la "reserva de dividendos propuestos" de US\$0,0089220 por acción que totaliza la cantidad de US\$71.997.854,77, correspondiente al 24,76% de la cuenta "reserva de dividendos propuestos".

El monto total de la distribución aprobado por la referida Junta, incluyendo los dividendos con cargo a las utilidades del año 2010 y el dividendo eventual a cargo de la reserva de dividendos propuestos es equivalente a US\$241.768.183,03. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del día 6 de mayo de 2011.

13 de mayo

Se envía documentación legal en la que consta el Texto Refundido de los estatutos de AES Gener aprobados por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2011.

7 de junio Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que el 6 de junio de 2011 y en el contexto del desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo (PHAM), del cual es titular AES Gener, se suscribió con Aguas Andinas S.A. un convenio relativo fundamentalmente a la utilización en el referido proyecto de los recursos hídricos de la Laguna Negra y Laguna Lo Encañado. Si informa a la SVS que el impacto que tendrá para AES Gener la suscripción de este convenio se materializará principalmente una vez que PHAM se encuentre en etapa de generación.

30 de junio

Se da respuesta al Oficio N°17.065 del 22 de junio de 2011, mediante el cual la SVS solicitó información en relación a diferencias en el capital pagado de AES Gener informado a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2011 (US\$1.901.720), y el señalado en los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 (US\$1.907.994). Si informó a la SVS que se efectuó el ajuste contable respectivo, ajuste que no originó ningún efecto sobre el patrimonio y/o resultado de la Compañía.

14 de julio

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que AES Gener, anunció su intención de:

a) Emitir y colocar en los mercados internacionales y al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S de las normas de valores de los Estados Unidos de América, bonos de largo plazo por hasta un monto máximo de US\$475.000.000 y con un vencimiento de hasta 10 años desde la fecha de su colocación (los "Bonos 144-A") con el objeto entre otros, de permutar todo o parte de aquellos bonos por un monto de US\$400.000.000 que AES Gener colocó en los mercados internacionales, con fecha 22 de marzo de 2004, con una tasa de interés del 7,50% y que vencen el año 2014, al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S por los Bonos 144-A o el rescate voluntario de los Bonos Extranjeros Originales por dinero efectivo, respectivamente; y

b) Adquirir total o parcialmente los Bonos Serie Q emitidos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro SVS con fecha 9 de noviembre de 2007), concediendo a todos los tenedores de los Bonos Serie Q la opción de rescate anticipado voluntario, sujeto a la condición de que con anterioridad a la fecha de rescate, AES Gener emita y coloque con éxito los Bonos 144-A.

27 de julio

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que el Directorio de AES Gener aprobó la constitución de una filial de la filial Norgener, que se denominará Alto Maipo SpA, cuyo único accionista será la filial Norgener y que será el vehículo legal a través del cual se desarrollará el Proyecto Hidroeléctrico Alto Maipo.



Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial la renuncia del señor Jorge Rodríguez Grossi al cargo de director titular y como miembro del Comité de Directorio de AES Gener. El directorio acordó elegir en su reemplazo, como director titular al señor Radovan Roque Razmilic Tomicic y se dejó constancia de que el señor Britaldo Soares actuará como director suplente del recién designado señor Razmilic.

25 de agosto

Se informó del acuerdo de Directorio de distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, la cantidad de US\$79.000.000 mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,0097900 por acción, a ser pagado a partir del día 14 de septiembre de 2011.

26 de agosto

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 24 de agosto de 2011, el Directorio de AES Gener acordó una Política General de Habitualidad para la aprobación de operaciones con partes relacionadas de acuerdo a los términos del artículo 147 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 24 de agosto de 2011, el Directorio de AES Gener designó al Director Titular señor Radovan Roque Razmilic Tomicic como miembro del Comité de Directores, en reemplazo del señor Jorge Rodríguez Grossi.

30 de agosto

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 26 de agosto de 2011, la filial Norgener suscribió con la Corporación Nacional del Cobre (Codelco) contratos de suministro de electricidad para satisfacer la demanda de nuevas faenas mineras y requerimientos futuros de Codelco en el SING. Se informó a la SVS que como consecuencia de la referida suscripción, Norgener aseguró contratos por aproximadamente el 95% de la generación firme de sus dos unidades hasta el mes de agosto de 2028.

Hecho esencial

Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 10 de agosto de 2011, AES Gener colocó bonos por un monto total de US\$401.682.000 en los mercados internacionales,

al amparo de la Norma 144-A y del Reglamento S de la Ley de Valores (Securities Act) de 1933 de los Estados Unidos de América.

7 de septiembre

- 1) Se da respuesta al Oficio N° 23239 de fecha 7 de septiembre de 2011, en relación a la información aparecida en la prensa, en el sentido que AES Gener habría presentado una oferta por los activos de Campanario Generación S.A. Se informó que dicha información es falsa y carece de todo fundamento.
- 2) Se envía información sobre el estado de las emisiones de bonos efectuadas por AES Gener bajo la regla 144A/regulación S en los mercados internacionales por US\$401.682.000 con vigencia hasta el año 2021 a una tasa de interés de 5,25% y por US\$400.000.000, con vigencia hasta 2014 a una tasa de interés del 7,50%.

27 de octubre

Hecho esencial

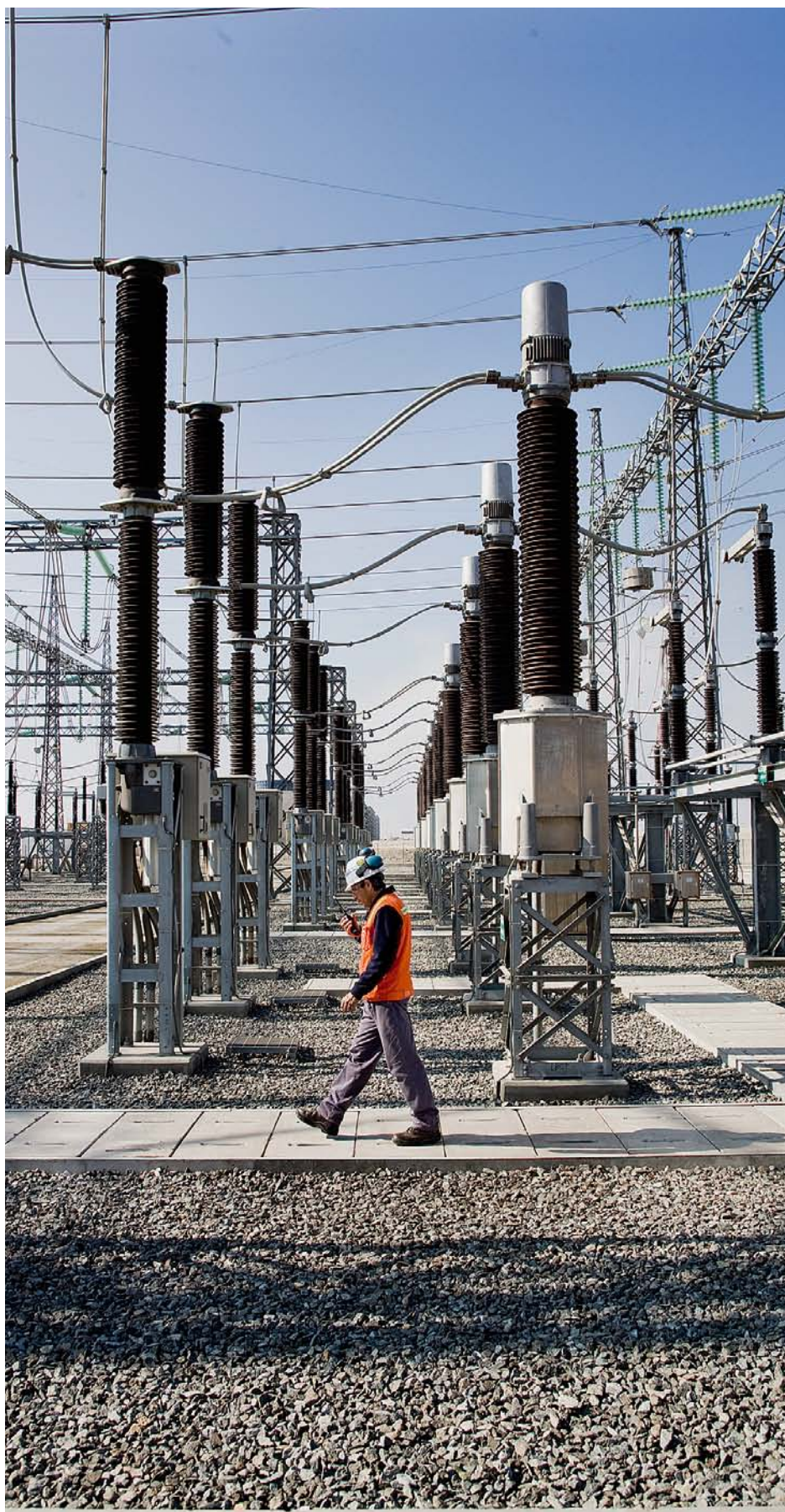
Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 26 de octubre de 2011, el Directorio de AES Gener aceptó las renunciaciones presentadas por los señores Andrew Vesey y Bernerd da Santos a sus cargos de Directores Titulares y del señor Britaldo Soares a su cargo Director Suplente de la sociedad y acordó elegir como nuevo Director Titular al señor Edward C Hall III en reemplazo del señor Vesey y como su Director Suplente al señor Fernando Pujals; a la señora Victoria Dux Harker como nueva Directora Titular en reemplazo del señor da Santos y como su Director Suplente al señor Edgardo Víctor Campelo y al señor Joel William Abramson como nuevo Director Suplente del Director Titular señor Radovan Razmilic Tomicic, en reemplazo del renunciado Director Suplente señor Soares.

15 de diciembre

Se envió información legal informando disminución de capital de pleno derecho de AES Gener por vencimiento del plazo para suscribir y pagar remanente de acciones equivalente a US\$1.754.543 provenientes del aumento de capital acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 19 de noviembre de 2008.

26 de diciembre

Se da respuesta al Oficio Circular N°700 del 18 de octubre de 2011 en relación al cumplimiento por parte de las entidades fiscalizadas de las Resoluciones N° 1988 y 1989 del Consejo de seguridad de la ONU.



ANTECEDENTES DE EMPRESAS RELACIONADAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

AES Chivor & Cia Sca ESP

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad en comandita por Acciones Extranjera

Dirección

Av. Calle 100 N° 19-54, Piso 9, Bogotá, Colombia

Teléfono

(57 1) 407 9555

Fax

(57 1) 642 7311

Objeto Social

Generación y comercialización de energía eléctrica. Prestación de servicios de mantenimiento y reparación de equipos utilizados en plantas de generación o similares.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$0 (Col\$0)

Acciones suscritas y pagadas

222.818.836

Participación

99,98% indirectamente a través de Energy Trade and Finance Corp.

Directores

Titulares

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Luis Carlos Valenzuela

Roberto Junguito

Felipe Cerón⁽¹⁾

Francisco Morandi

Suplentes

Federico Echavarría

Arminio Borjas⁽³⁾

Bernerd Da Santos

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Jaime Tupper⁽⁵⁾

Gerente general

Federico Echavarría

Personal*

Técnicos y administrativos: 29

Profesionales: 53

Ejecutivos: 6

AES Chivor S.A. (Socio Gestor de AES Chivor & Cia SCA E.S.P.)

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Av. Calle 100 N° 19-54 Piso 9, Bogotá, Colombia

Teléfono

(57 1) 407 9555

Fax

(57 1) 642 7311

Objeto social

Suscripción, adquisición, enajenación o inversión en títulos de valores, en acciones, en bonos convertibles en

acciones y todo tipo de valores de renta fija; inversión en otras sociedades; inversión en toda clase de bienes para el cumplimiento de su objeto; participación como socio de otras entidades, o aporte de capitales, adquisición o tenencia de acciones y obligaciones de otras compañías. Se excluye la posibilidad de avalar y garantizar obligaciones de terceros y de sus propios accionistas.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$57.554 (Col\$120.000.000)

Acciones suscritas y pagadas

120.000

Participación

99,99% directa e indirectamente a través de Norgener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A. e Inversiones Nueva Ventanas S.A.

Directores

Titulares

Felipe Cerón⁽¹⁾
Jaime A. Tupper⁽⁵⁾

Juan Carlos Olmedo

Suplentes

Federico Echavarría
María Angélica Miranda
Patricia Aparicio

Gerente general

Federico Echavarría

Alto Maipo SpA

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad por Acciones

RUT

76.170.761-2

Dirección

Mariano Sánchez Fontecilla N° 310, Piso 3,
Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 686 8900

Fax

(56 2) 686 8990

Objeto social

Generación hidroeléctrica de energía; prestación de servicios de ingeniería; transmisión y distribución de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital

US\$200.000

Capital pagado

US\$2.000

Acciones emitidas y pagadas

100

Participación

100% indirectamente a través de Norgener S.A.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾
Javier Giorgio⁽⁴⁾
Michael Whittle⁽⁷⁾

Gerente general

Michael Whittle⁽⁷⁾

Empresa Eléctrica Angamos S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.004.976-K

Dirección

Mariano Sánchez Fontecilla N° 310, Piso 3,
Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 686 8900

Fax

(56 2) 686 8990

Objeto social

Generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza, en cualquier zona del país o del extranjero.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$309.927.180

Acciones emitidas y pagadas

21.002.628.303

Participación

100% directa e indirectamente a través de Inversiones Nueva Ventanas S.A.

Presidente

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾
Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾
Iván Jara⁽⁸⁾

Gerente general

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 60
Profesionales: 42
Ejecutivos: 2



Empresa Eléctrica Campiche S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.008.306-2

Dirección

Alonso de Córdova N° 5151, Oficina 902,
Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 597 9300

Objeto social

Generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica, extracción, distribución y explotación de combustibles.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$8.669.066

Acciones emitidas y pagadas

522.974.841

Participación

100% directa e indirectamente a través de Inversiones Nueva Ventanas S.A.

Presidente

Osvaldo Ledezma⁽⁶⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Osvaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente general

Iván Jara⁽⁸⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 7

Profesionales: 21

Ejecutivos: 1

Empresa Eléctrica Cochrane S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.085.254-6

Dirección

Alonso de Córdova N° 5151, Oficina 902,
Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 597 9300

Objeto social

Generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica, extracción, distribución y explotación de combustibles.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$ 1000

Acciones emitidas y pagadas

5.000

Participación

100% directa e indirectamente a través de Inversiones Nueva Ventanas S.A.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Luciano Aparicio⁽¹⁵⁾

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly⁽¹²⁾

Gerente general

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.635.700-2

Dirección

Apoquindo N° 3885, piso 10 Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 362 4031

Fax

(56 2) 362 1675

Objeto social

Explotación, generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica; prestación de servicios portuarios y de muelle; servicios de ingeniería y otros.

Capital y acciones

Capital pagado

MUS\$343.160.031

Acciones emitidas y pagadas

217.691.224

Participación

50%

Presidente

Jorge Rodríguez Grossi

Directores

Titulares

Felipe Cerón⁽¹⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Sven Von Appen

Marcos Büchi

Eduardo Navarro

Jorge Ferrando

Suplentes

Carlos Aguirre⁽¹⁰⁾

Laurie Kelly⁽¹²⁾

Juan Ricardo Inostroza⁽¹¹⁾

Iván Jara⁽⁸⁾

Dag Von Appen

Wolf Von Appen

Rodrigo Huidobro

Franco Gorziglia

Gerente general

Marco Arróspide

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.814.370-0

Dirección

Alonso de Córdova N° 5151, Oficina 902,

Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 597 9300

Objeto social

Generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza, en cualquier zona del país o del extranjero; la extracción, distribución, comercialización y explotación, de cualquier forma, de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; la venta y prestación de servicios de ingeniería de mantenimiento y maestranza; el arrendamiento, construcción o adquisición de muelles o puertos y su explotación, en cualquier forma que fuere, y la realización de todas aquellas otras actividades productivas y comerciales anexas o complementarias de los giros recién mencionados.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$34.247.395

Acciones suscritas y pagadas

39.719.916.310

Participación

100% directa e indirectamente a través de Inversiones

Nueva Ventanas S.A.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Titulares

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Iván Jara⁽⁸⁾

Suplentes

Luciano Aparicio⁽¹⁵⁾

Cristián Antúnez⁽¹⁶⁾

Jimena Alvarado⁽¹⁷⁾

Gerente general

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Energen S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossettini 771, 1° B, Capital Federal

CP1107, República Argentina

Teléfono

(54 387) 491 9646

Fax

(54 387) 491 9657

Objeto social

Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros; importación, exportación, consignación, intermediación y comercialización de energía eléctrica; cualquier tipo de gestión y/o actividad relacionada con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica; la comercialización de todo tipo de combustible.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$33.960 (AR\$146.710)

Acciones emitidas y pagadas

146.710

Participación

94% directamente y 6% indirectamente a través de Gener

Argentina S.A.

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores titulares

Martín Genesio

Jorge Rauber⁽⁵⁾

Director suplente

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente general

Martín Genesio

Energy Trade and Finance Corporation

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Extranjera

Dirección

P.O. Box 309 Uglan House, South Church Street, Grand Cayman, Islas Caymán

Teléfono

(1 809) 949 8066

Fax

(1 809) 949 8080

Objeto social

Inversión de todo tipo de bienes corporales e incorpales; compra-venta, comercialización y elaboración de todo tipo de bienes, materiales e inmateriales.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$23.596.735

Acciones suscritas y pagadas

23.596.736

Participación

100% directa e indirectamente a través de Norgener S.A.

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly^(1,2)

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Gasoducto GasAndes S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.721.360-8

Dirección

Avenida Chena 11650, Parque Industrial Puerta Sur San Bernardo, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 366 5960

Fax

(56 2) 366 5983

Objeto social

Transporte de gas por gasoducto, comercialización, almacenamiento y procesamiento de gas.

Philippe Dupuis

Claudia Elsholz

Eric Delafosse

Marisa Basualdo

Hugo Carranza

Alejandro Allier-Montaña

Juan Ricardo Inostroza^(1,11)

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Matías Pérez

Eduardo Morandé

Eduardo Ojea-Quintana

Santiago Marfort

Fernando Liguori

Matías Brea

Capital y acciones

Capital pagado

MUS\$59.264

Acciones suscritas y pagadas

172.800

Participación

13%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Alain Petitjean

Ruben Nasta

Raúl Montalvan

María Inés Canalis





Gasoducto GasAndes Argentina S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Moreno 877, Piso 11, Capital Federal,
República Argentina

Teléfono

(54 11) 431 65600

Fax

(54 11) 431 65601

Objeto social

Transporte de gas natural

Capital y acciones

Capital pagado

AR\$83.467 (MUS\$19.393)

Acciones suscritas

83.467.000

Acciones pagadas

83.467.000

Participación

13%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Raúl Montalva

Alain Petitjean

Ruben Nasta

María Ines Canalis

Eduardo Ojea Quintana

Santiago Marfort

Eric Delafosse

Matías Pérez

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gener Argentina S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossettini 771 1º B,
Capital Federal, República Argentina

Teléfono

(54 11) 400 02300

Fax

(54 11) 400 02313

Objeto social

Realización de operaciones financieras y de inversión por cuenta propia o de terceros incluyendo el otorgamiento o la toma de préstamos, aportes de capital, compraventa de acciones valores mobiliarios y papeles de crédito, tomar o mantener participación en forma directa o a través de otras sociedades controladas o vinculadas en: la o las licitaciones de paquetes accionarios de sociedades que posean como activo centrales hidráulicas o térmicas aún no privatizadas por el Gobierno Argentino o en el desarrollo de otros proyectos del sector eléctrico argentino.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$224.928.640 (AR\$544.443.672)

Acciones suscritas y pagadas

544.443.672

Participación

92,05% directamente y 7,95% indirectamente a través de Norgener S.A.

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores titulares

Martín Genesio

Jorge Rauber⁽⁵⁾

Director suplente

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente general

Martín Genesio

Gener Blue Water Limited

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Limitada Extranjera

Dirección

P.O. Box 309 Uglan House, South Church
Street, Grand Cayman, Islas Caymán

Teléfono

(1 809) 949 8066

Fax

(1 809) 949 8080

Objeto social

Objeto social sin restricciones, pudiendo llevar a cabo todo tipo de negocios e inversiones.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$24.165.944

Participación

100% indirectamente a través de Energy Trade and Finance Corp.

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly^(1,2)

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Genergia Power Ltd.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Limitada Extranjera

Dirección

P.O. Box 309 Uglan House, South Church
Street, Grand Cayman, Islas Caymán

Teléfono

(1 809) 949 8066

Fax

(1 809) 949 8080

Objeto social

Inversiones en Sudamérica.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$22.448.117

Participación

100% indirectamente a través de Energy Trade and Finance Corp.

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly^(1,2)

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Genergía S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.761.150-6

Dirección

Mariano Sánchez Fontecilla 310, Piso 3,
Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 686 8900

Fax

(56 2) 686 8990

Objeto social

Inversiones, servicios de asesoría de ingeniería.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$22.448.117

Acciones suscritas y pagadas

2.488.637

Participación

99,99% indirectamente a través de Genergia Power Ltd.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Titulares

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly⁽¹²⁾

Suplentes

Armando Lolas⁽¹⁸⁾

Luciano Aparicio⁽¹⁵⁾

Jimena Alvarado⁽¹⁷⁾

Gerente general

Cristián Antúnez⁽¹⁶⁾

InterAndes S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossettini 771, 1º B, Capital Federal
CP1107, República Argentina

Teléfono

(54 387) 491 9646

Fax

(54 387) 491 9657

Objeto social

La explotación de la concesión de transporte de energía eléctrica de Interconexión Internacional del Sistema de Transmisión que une la S-E Salta localizada en Argentina y el Paso Sico en la frontera con Chile y sus ampliaciones.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$355.876.946 (AR\$135.365.996)

Acciones suscritas y pagadas

135.365.996

Participación

13% directamente y 87% indirectamente a través de Gener Argentina S.A.

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores titulares

Jorge Rauber⁽⁵⁾

Martín Genesio

Director suplente

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente general

Martín Genesio

Inversiones Nueva Ventanas S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

76.803.700

Dirección

Mariano Sánchez Fontecilla 310, Piso 3,
Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 686 8900

Fax

(56 2) 686 8990

Objeto social

Inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, corporales e incorporales, participación en sociedades.



Capital y acciones

Capital pagado

US\$358.929.360

Acciones suscritas y pagadas

244.434.219.720

Participación

100% directa e indirectamente a través de Norgener S.A.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Laurie Kelly⁽¹²⁾

Luciano Aparicio⁽¹⁵⁾

Gerente general

Iván Jara⁽⁸⁾

Inversiones Termoenergía de Chile Limitada

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

78.759.060-8

Dirección

Mariano Sánchez Fontecilla 310, Piso 3,
Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 686 8900

Fax

(56 2) 686 8990

Objeto social

Participación en proyectos energéticos de todo tipo; generar, transportar, comercializar y comprar y vender electricidad y gas y toda clase de energía por cuenta propia o ajena.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$24.165.944

Participación

99,99% indirectamente a través de Gener Blue Water Ltd.

Norgener S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.678.770-8

Dirección

Jorge Hirmas 2960, Renca, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 680 4710

Fax

(56 2) 680 4895

Objeto social

Generación, transmisión y venta de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$261.537.627

Acciones suscritas y pagadas

1.932.764.432

Participación

99,99% directamente

Presidente

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Juan Ricardo Inostroza^(1,1)

Enio Belmonte^(1,4)

Gerente general

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 62

Profesionales: 46

Ejecutivos: 2

Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.717.620-6

Dirección

Jorge Hirmas 2964, Renca, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 680 4760

Fax

(56 2) 680 4743

Objeto social

Explotación, generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; comercialización de combustibles; prestación de servicios de ingeniería.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$247.765.685

Acciones suscritas y pagadas

125.308.749

Participación

100% directamente

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Daniel Stadelmann⁽²⁾

Gil Posada^(1,3)

Gerente general

Carlos Moraga

Personal*

Técnicos y administrativos: 31

Profesionales: 21

Ejecutivos: 1

TermoAndes S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossettini 771 1º B, Capital Federal
CP1107, República Argentina

Teléfono

(54 38) 749 19646

Fax

(54 38) 749 19657

Objeto social

Producción, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$299.833.447 (AR\$791.869.516)

Acciones suscritas y pagadas

791.869.516

Participación

33,01% directamente y 66,99% indirectamente a través de Gener Argentina S.A.

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores titulares

Martín Genesio

Jorge Rauber⁽⁵⁾

Director suplente

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente general

Martín Genesio

Personal*

Técnicos y administrativos: 37

Profesionales: 19

Ejecutivos: 1

Las relaciones comerciales de AES Gener S.A. con sus empresas relacionadas se encuentran reguladas por contratos vigentes, cuyos efectos se muestran en los Estados Financieros.

Los ejecutivos de AES Gener S.A. no perciben remuneración por sus funciones como directores de empresas relacionadas.

Respecto a filiales cuyo capital social se encuentra expresado en moneda extranjera distinta de dólar de los Estados Unidos, la información es proporcionada en esta sección en dólares de los Estados Unidos, utilizando el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2011.

* Personal de empresas relacionadas que consolidan sus resultados con los de AES Gener y que cuentan con personal contratado.

- (1) Gerente General de AES Gener S.A.
- (2) Vicepresidente de Finanzas de AES Gener S.A.
- (3) Director de AES Gener S.A.

- (4) Vicepresidente de Operaciones de AES Gener S.A.
- (5) Director Suplente de AES Gener S.A.
- (6) Director de Producción AES Gener S.A.
- (7) Vicepresidente de Desarrollo de AES Gener S.A.
- (8) Vicepresidente de Ingeniería y Construcción de AES Gener S.A.
- (9) Fiscal de AES Gener S.A.
- (10) Gerente Gestión del Margen y Transmisión de AES Gener S.A.
- (11) Director Comercial de AES Gener S.A.
- (12) Gerente de Financiamiento e Inversionistas de AES Gener S.A.
- (13) Director de Recursos Humanos y Desarrollo Organizacional de AES Gener S.A.
- (14) Gerente Técnico de AES Gener S.A.
- (15) Gerente de Planificación y Control de Gestión de AES Gener S.A.
- (16) Subgerente Cadena de Suministros de AES Gener S.A.
- (17) Jefe Depto. Procesos Centralizados de AES Gener S.A.
- (18) Gerente de Equipamiento de AES Gener S.A.

DIRECCIONES Y TELÉFONOS DE CENTRALES GENERADORAS

Central Angamos

7ª Industrial N° 1100
Esquina Avda. Longitudinal
Barrio Industrial Portuario de Mejillones, Mejillones, Chile
Teléfono: (56 2) 680 4716

Central Alfalfal

Ruta G-345 Km. 23, San José de Maipo, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8131

Central Chivor

Central hidroeléctrica Chivor,
Santa María, Boyacá, Colombia
Teléfono: (57 1) 594 1400
Fax: (57 8) 594 1394

Central Constitución

Camino a Chanco Km. 1.5, Constitución, Chile
Teléfono: (56 71) 673 598
Fax: (56 71) 673 029

Central Guacolda

Isla Guacolda s/n, Huasco, Chile
Teléfono: (56 51) 531 577
Fax: (56 51) 531 666

Central Laguna Verde

Camino Principal s/n, Laguna Verde, Chile
Teléfono: (56 32) 234 8055-56

Central Laja

Camino a Laja Km. 1.5, Cabrero, Chile
Teléfono: (56 43) 402 700
Fax: (56 43) 402 700

Central Los Vientos

Ruta 5 Norte, Km. 91, Llay Llay, Chile
Teléfono: (56 32) 686 8601

Central Maitenes

Ruta G-345 Km. 14,
San José de Maipo, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8111

Central San Francisco de Mostazal

Longitudinal Sur Km. 63,
San Francisco de Mostazal, Chile
Teléfono: (56 72) 492 591
Fax: (56 72) 492 460

Central Norgener

Balmaceda s/n, Tocopilla, Chile
Teléfono: (56 55) 432 400
Fax: (56 552) 432 413

Central Nueva Ventanas

Camino Costero s/n, Puchuncaví, Chile
Teléfono: (56 32) 279 6148

Central Queltehues

Ruta G-465, Km. 3,
San José de Maipo, Chile
Teléfono: (56 2) 686 4876
Fax: (56 2) 686 8746

Central Renca y Nueva Renca

Jorge Hirmas 2964, Renca, Chile
Teléfono: (56 2) 680 4700
Fax: (56 2) 680 4844

Central Santa Lidia

Camino a Yungay s/n Km. 7
Cabrero, Chile
Teléfono (56 43) 450 526

Central TermoAndes

Ruta Nacional N° 9 - Km. 1557
(4432) Cobos-Salta, Argentina
Teléfono: (54-387) 491 9600
Fax: (54-387) 491 9657

Central Ventanas

Camino Costero s/n, Puchuncaví, Chile
Teléfono: (56 32) 279 6148

Central Volcán

Ruta G-465, Km. 3, San José de Maipo, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8746

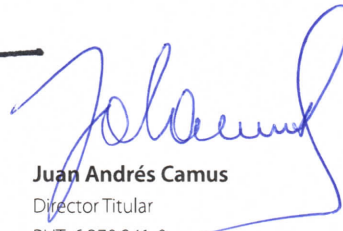


SUSCRIPCIÓN Y DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD

En conformidad a la normativa vigente de la Superintendencia de Valores y Seguros, la presente memoria de AES Gener S.A. es aprobada y suscrita por el Gerente General de la Compañía y los Directores más abajo individualizados, que constituyen la mayoría del Directorio de AES Gener S.A. según su conformación a la fecha de la publicación del documento. Ellos se hacen responsables, bajo juramento, respecto de la veracidad de la información incorporada.



Andrés Gluski Weilert
Presidente del Directorio
Pasaporte: 6.024.620
Extranjero (venezolano)



Juan Andrés Camus
Director Titular
RUT: 6.370.841-0



Iván Díaz-Molina
Director Titular
RUT: 14.655.033-9
Extranjero (argentino)



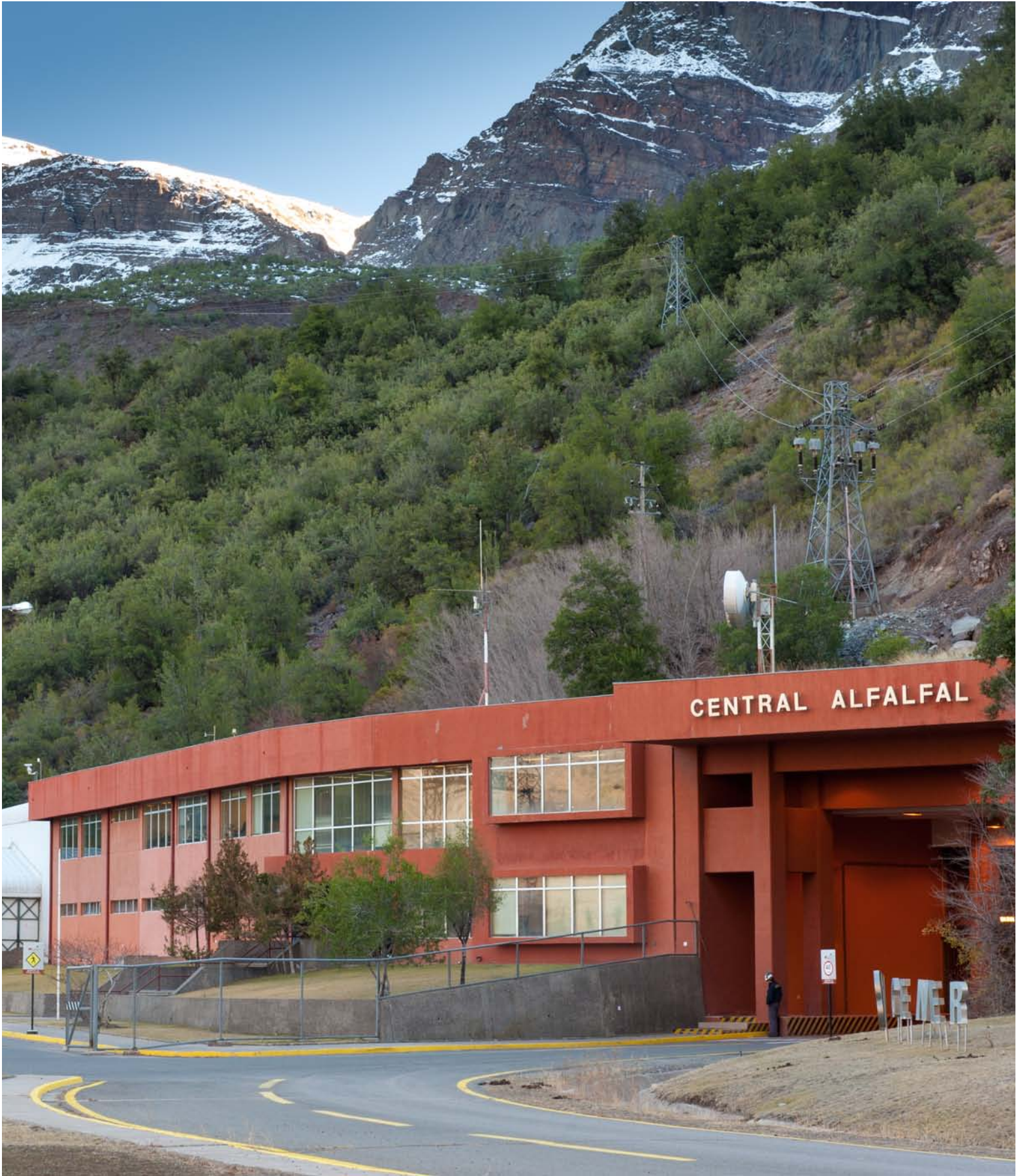
Arminio Borjas
Director Titular
Pasaporte: D0259811
Extranjero (venezolano)



Radovan Razmilic Tomacic
Director Titular
RUT: 6.283.668-7



Luis Felipe Cerón Cerón
Gerente General
RUT: 6.375.799-3





Edición y Coordinación

Vicepresidencia de Asuntos Corporativos y
Vicepresidencia de Finanzas

Diseño y Producción

Dzero comunicación

Fotografía

Archivo AES Gener

Impresión

Procolor