

GRUPO CGE •••
MEMORIA 2010



GRUPO CGE •••
MEMORIA
2010

IDENTIFICACIÓN
DE LA SOCIEDAD

Razón Social CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
Nombre de Fantasía CGE DISTRIBUCIÓN
Domicilio Legal Teatinos N° 280 · Piso 16 · Santiago · Chile
Tipo de Entidad Sociedad Anónima Abierta
RUT 99.513.400-4
Sitio Web www.cgedistribucion.cl
Correo Electrónico cgedistribucion@cgedistribucion.cl
Código Postal 834 0434
Casilla 102-D
Teléfono (56-2) 680 7204
Fax (56-2) 680 7777

Documentos Constitutivos Constituida por escritura pública otorgada en Santiago el 31 de enero de 2003 en la notaría del señor Gonzalo de la Cuadra Fabres, publicada en el Diario Oficial N° 37.483 de fecha 12 de febrero de 2003 e inscrita a fojas 4022 número 3193 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año 2003.

Inscripción N° 841 con fecha 11 de agosto de 2004



GRUPO CGE •••
MEMORIA
2010





CONTENIDO

- 4 **Carta del presidente del Directorio**
- 7 **Directorio**
- 8 **Administración**
- 11 **Propiedad y control**
- 16 Transacciones de acciones
- 17 Estadística trimestral de transacciones bursátiles
- 18 **Hechos destacados 2010**
- 20 **Reseña histórica**
- 23 **Informe a los accionistas**
- 24 Dividendos
- 25 Utilidad distribuible
- 25 Política de dividendos
- 26 Distribución de utilidades
- 26 Capital y reservas
- 26 Comentario y proposiciones de los accionistas
- 26 Directorio
- 27 Comité de directores
- 28 Remuneraciones y gastos del directorio
- 28 Hechos relevantes
- 29 Auditores externos
- 31 **Marcha de la empresa**
- 32 Plan de reorganización societaria
- 32 Empresas Eléctricas AG
- 32 Comisión de Integración Energética Regional (CIER)
- 33 Ámbito de negocios
- 33 Política de inversión
- 33 Política de financiamiento
- 35 Servicio a clientes
- 36 Factores de riesgo
- 38 Responsabilidad social empresarial
- 38 Aporte educacional
- 38 Aporte cultural
- 39 Misión Noche Buena
- 39 Comunicaciones externas
- 41 **Gestión comercial**
- 49 **Gestión regulatoria**
- 57 **Gestión administrativa y financiera**
- 61 **Gestión de personas**
- 67 **Gestión técnica**
- 73 **Gestión de sistemas y tecnologías de información**
- 77 **Declaración de responsabilidad**
- 79 **Informes financieros (CD adjunto)**

ESTIMADOS ACCIONISTAS

Por encargo del Directorio de CGE DISTRIBUCION, tengo el agrado de presentar la Memoria y Balance Anual de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2010.

Sin lugar a dudas, el 2010 será un año inolvidable para todos los chilenos debido a los grandes contrastes que hemos experimentado. Sólo por mencionar dos hitos muy relevantes, podemos señalar, por un lado, las emotivas celebraciones del Bicentenario de Chile, que nos han permitido conmemorar los logros alcanzados en estos doscientos años y reflexionar sobre lo que queremos alcanzar como nación; y, por otro lado, la ocurrencia de una de las peores catástrofes naturales de las cuales se tenga registro, como lo fueron el terremoto y el tsunami del pasado 27 de febrero.

Este último evento tuvo un significativo impacto en los consumos de energía de muchos de nuestros clientes, ya que la zona atendida por CGE DISTRIBUCIÓN fue una de las más afectadas por dicho sismo.

Esa situación, junto con la vigencia, a contar del 4 de diciembre de 2009, de los nuevos precios de los servicios asociados al suministro de energía eléctrica, con los mayores costos asumidos por la puesta en marcha de la nueva plataforma tecnológica SAP -por medio de la cual se espera brindar un servicio de mayor calidad a nuestros clientes- y el efecto en la deuda financiera por variación en el valor de la unidad de fomento, afectaron negativamente los resultados del ejercicio 2010.

De este modo, los resultados obtenidos reflejan una utilidad neta de MM\$ 12.098, lo que significa una disminución de MM\$ 25.661, en relación con el ejercicio del año 2009.

No puedo dejar de hacer una especial reflexión respecto del terremoto y posterior tsunami que afectó a nuestro país y en el rol que CGE DISTRIBUCIÓN cumplió en la superación de dicho fenómeno.

En primer lugar, quiero destacar con profundo orgullo la rapidez con que la empresa actuó para restablecer el suministro eléctrico, apoyada en el esfuerzo y vocación de servicio público de su personal, en sus empresas contratistas y en empresas relacionadas pertenecientes al Grupo CGE, lo que demandó importantes esfuerzos que permitieron implementar las soluciones necesarias para sortear con éxito las complicadas condiciones existentes.

En segundo lugar, quiero resaltar que CGE DISTRIBUCIÓN junto a EMELECTRIC suscribieron un acuerdo con el Gobierno para la electrificación de hasta 16.000 viviendas de emergencia ubicadas en aldeas y en sitios individuales, entre la Región Metropolitana y la IX Región. Este programa de electrificación fue financiado conjuntamente por el Gobierno y por CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC, lo cual refleja nuestro alto nivel de compromiso con el desarrollo regional y con el rol de ser socios constructivos en las comunidades donde estamos presentes.

En otro orden de cosas, quiero hacer especial énfasis en la instalación de la nueva plataforma tecnológica SAP, iniciada en el año 2010, la que permitirá lograr mayor eficiencia en la gestión y procesos de la empresa, entregando una mejor calidad de servicio a todos nuestros clientes. Al respecto, si bien la puesta en marcha no estuvo exenta de dificultades de carácter transitorio, que fundamentalmente significaron en un principio el retraso en la entrega de boletas, se tomaron las medidas para dar pronta solución a los requerimientos de nuestros clientes.



Otro aspecto que quisiera distinguir es la entrada en vigencia, a contar del 1 de enero de 2010, de los contratos de suministro suscritos con los generadores Endesa, Colbún, Campanario, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Puntilla y Eléctrica Diego de Almagro, como resultado de diversos procesos licitatorios efectuados entre 2006 y 2009.

Por otra parte, la intensa labor gremial desplegada por CGE DISTRIBUCIÓN, su visión de futuro y su aporte en beneficio del sector, fue reconocida a través de la elección de su Gerente General, como Vicepresidente de Empresas Eléctricas AG, entidad que tiene un importante rol en el debate y la elaboración de políticas y normativas para el sector, y como Vicepresidente II de la Comisión de Integración Energética Regional de CIER y como Presidente de CHICIER, capítulo chileno de la CIER, organismo internacional integrado por 208 empresas y organismos del sector energético de los 10 países miembros de América del Sur y 17 afiliados adicionales entre miembros asociados y entidades vinculadas de América Central y Europa.

En otro plano, con el objeto de satisfacer el abastecimiento de demanda de energía de nuestros clientes, reducir pérdidas y cumplir con las fuertes exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio, durante 2010 se realizaron importantes inversiones en infraestructura eléctrica, materializadas en la ejecución de más de 5.525 proyectos que alcanzaron un monto de MMS\$ 17.255.

En el ámbito financiero, cabe destacar el aumento de capital mediante el cual, se suscribió y pagó un total de 6.822.421 acciones de pago, ascendente a la suma de MMS\$ 30.102, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010, destinada a mejorar el nivel de endeudamiento.

El 2010 estuvo marcado además por el inicio de un plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, con el propósito de simplificar su estructura de propiedad y de organizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de

acuerdo a la situación geográfica y de negocios de las empresas del Grupo CGE. En este sentido, el plan considera fusionar CGE DISTRIBUCIÓN con aquella de las sociedades fusionadas en que se habrán incorporado la totalidad de los activos de distribución provenientes de las sociedades Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Bajo este escenario, durante el ejercicio 2010, 139 colaboradores de EMELECTRIC se desligaron de ella y comenzaron a realizar sus funciones en CGE DISTRIBUCIÓN, lo que permitirá seguir avanzando en este proceso de convergencia e integración.

Este año, como parte de una estrategia global del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN realizó un nuevo ciclo de Encuentros Regionales sobre Energía y Desarrollo Sustentable, actividad realizada en conjunto a los gobiernos locales, el sector empresarial y la red de universidades regionales SINERGIA. La realización de estas jornadas, que durante el 2010 se llevaron a cabo en la Región de O'Higgins, Maule, Bío-Bío y La Araucanía, permitió centrar el análisis y discusión en temas relativos a la eficiencia energética y los desafíos que se presentan en dichas regiones.

Por otra parte, con el objeto de generar cercanía con cada uno de nuestros clientes, se realizó una campaña en que se valoró y reconoció a los clientes que estaban con sus cuentas al día, otorgando 110 premios a igual cantidad de clientes distribuidos en todas las administraciones de la empresa.

Asimismo, nuevamente efectuamos una gira con el Teatro Municipal, que en esta oportunidad se denominó "Don Quijote", donde más de 9 mil clientes disfrutaron en forma totalmente gratuita de los pasajes más representativos de la obra, siendo este tipo de actividades culturales parte del compromiso con el desarrollo que CGE DISTRIBUCIÓN y empresas filiales del Grupo CGE tienen con las comunidades donde están presentes.

También es importante destacar el apoyo y compromiso de CGE DISTRIBUCIÓN en la 11° versión

de la campaña "Misión Noche Buena" que se desarrolló desde Arica hasta Punta Arenas, lográndose reunir más de 21 mil cenas de Navidad que fueron entregadas a familias de escasos recursos a lo largo de Chile.

En otro plano, es un verdadero orgullo haber recibido de parte de la Asociación Chilena de Seguridad ACHS los certificados de Nivel de Desarrollo Preventivo, donde se certifica que la Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional de la empresa y sus zonales han sido evaluadas según el reglamento de auditoría del Sistema de Gestión GPS – ACHS, alcanzando el Segundo Nivel de Desarrollo Preventivo. Complementariamente, el Consejo Nacional de Seguridad nos otorgó variadas distinciones que premian nuestro compromiso de la seguridad en el trabajo.

Durante el 2010, CGE DISTRIBUCIÓN avanzó en la consolidación de "El Alma de Nuestro Grupo", orientada a implementar un sistema de administración por valores que busca impregnar en todos los empleados de la compañía valores corporativos basados en el respeto a la persona, la búsqueda de la verdad como principio rector del comportamiento y el desarrollo de virtudes que nos distinguen como inspiradores de emprendimiento.

Finalmente, en mi calidad de Presidente del Directorio, deseo reconocer y agradecer la dedicación y compromiso brindado por todos los colaboradores para enfrentar las consecuencias humanas y materiales que ocasionó el terremoto del 27 de febrero y destacar la entrega y esfuerzo que cada uno de ellos ha puesto, en los ámbitos que le son propios, en la puesta en marcha y consolidación de la nueva plataforma informática.



Francisco Javier Marín Estévez
Presidente del Directorio



DIRECTORIO



PRESIDENTE

FRANCISCO JAVIER MARÍN ESTÉVEZ

Ingeniero Agrónomo
RUT: 2.773.387-5



VICEPRESIDENTE

CARLOS HORNAUER HERRMANN

Ingeniero de Ejecución en Electricidad
RUT: 6.561.811-7



DIRECTOR

CRISTIÁN NEUWEILER HEINSEN

Ingeniero Electricista
RUT: 6.562.488-5



DIRECTOR

PABLO J. PÉREZ CRUZ

Empresario
RUT: 6.441.732-0



DIRECTOR

FRANCISCO MARÍN JORDÁN

Ingeniero Civil en Obras Civiles
RUT: 8.351.571-6



DIRECTOR

PABLO GUARDA BARROS

Ingeniero Civil Mecánico
RUT: 6.896.300-1



DIRECTOR

GONZALO RODRÍGUEZ VIVES

Ingeniero Comercial
RUT: 6.376.813-8





ADMINISTRACIÓN

- **GERENTE GENERAL Y REPRESENTANTE LEGAL**
MARIO DONOSO ARACENA
Ingeniero Ejecución Electricista
RUT: 5.836.260-3
- **GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS**
SALVADOR GIORDANO PULERI
Contador Público
RUT: 22.763.692-0
- **GERENTE COMERCIAL**
RUBÉN ESCALONA SILVA
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 12.232.470-2
- **GERENTE DE INGENIERÍA Y OPERACIONES**
EDUARDO APABLAZA DAU
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 9.048.258-0
- **GERENTE DE REGULACIÓN Y MERCADO ELÉCTRICO**
FRANCISCO SÁNCHEZ HORMAZÁBAL
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 10.768.919-2
- **GERENTE DE GESTIÓN DE PERSONAS**
GERARDO JOSÉ MARÍA PARRA
Ingeniero Comercial
RUT: 6.957.151-4
- **GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y NORMAS**
MARIO RUBIO MORDOJOVICH
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 5.424.805-9
- **SUBGERENTE DE FACTURACIÓN Y COBRANZA**
JOSÉ MANUEL RENGIFO ARÓSTEGUI
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 12.232.721-3
- **SUBGERENTE DE CONTROL DE GESTIÓN**
LUCY TORRES HORMAZABAL
Ingeniero Comercial
RUT: 13.206.765-1
- **SUBGERENTE DE CONTABILIDAD**
DIVA MONDACA GAMBOA
Contador Auditor
RUT: 9.177.921-8
- **SUBGERENTE DE COMERCIALIZACIÓN**
GIOVANNI BASELLI FERRER
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.335.243-6
- **SUBGERENTE DE SERVICIO A CLIENTES**
JOSÉ DANIEL RICCI SAENZ
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.750.791-4
- **SUBGERENTE DE OPERACIONES Y MANTENIMIENTO**
ESTEBAN VUCHETICH DE CHENEY CHIRINO
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 8.880.694-8
- **SUBGERENTE DE INGENIERÍA**
MARIANO MORALES FERRADA
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.019.008-7
- **SUBGERENTE DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**
IVÁN QUEZADA ESCOBAR
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.051.615 - 2
- **SUBGERENTE DE MERCADO ELÉCTRICO**
PATRICIO TURÉN ARÉVALO
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 7.256.279-8
- **SUBGERENTE DE REGULACIÓN**
JUAN ESTEBAN MOLINA CÉSPEDES
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 10.058.095-0
- **GERENTE ZONAL SAN BERNARDO**
NOLBERTO PÉREZ PEÑA
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 7.511.033-2
- **GERENTE ZONAL RANCAGUA**
JUAN CARLOS OLIVER PÉREZ
Ingeniero Comercial
RUT: 7.662.705 - 3
- **GERENTE ZONAL TALCA**
MANUEL CRISÓSTOMO SOLAR
Ingeniero Ejecución Eléctrico
RUT: 7.907.562-0
- **GERENTE ZONAL CONCEPCIÓN**
LUIS GÓMEZ BRAVO
Ingeniero Ejecución Electricista
RUT: 7.239.809-2
- **GERENTE ZONAL TEMUCO**
ESTEBAN HUND VILLAGRA
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.219.185-0



PROPIEDAD Y CONTROL DE LA SOCIEDAD

Al 31 de diciembre de 2010, el Capital de la Sociedad se encuentra conformado por 124.434.590 acciones, serie única, íntegramente suscritas y pagadas por sus 1.229 accionistas, según se muestra en el siguiente cuadro:

Nº	RAZÓN SOCIAL O NOMBRE ACCIONISTA	RUT	CANTIDAD DE ACCIONES	PARTICIPACIÓN
1	COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	90.042.000-5	124.027.514	99,6729%
2	NEGOCIOS Y VALORES S.A. C DE B.	96.586.750-3	14.673	0,0118%
3	RAINBOW FUND L.P.	47.005.023-3	13.307	0,0107%
4	SUCESIÓN HORNAUER LÓPEZ, JOSÉ	1.294.847-6	12.098	0,0097%
5	LARRAÍN VIAL S.A. CORREDORES DE BOLSA	80.537.000-9	12.027	0,0097%
6	MAASS FAUNDEZ, JUAN HUMBERTO	1.765.551-5	11.961	0,0096%
7	PÉREZ CRUZ, PABLO JOSÉ	6.441.732-0	10.037	0,0081%
8	CAMUS LARENAS, ALICIA PAULINA	5.647.203-7	10.000	0,0080%
9	DEMARÍA CAMUS, GIAMPIERO	10.257.485-0	10.000	0,0080%
10	DEMARÍA CAMUS, PAULINA ALEJANDRA	10.257.781-7	10.000	0,0080%
11	INDUSTRIA NACIONAL DE PARABRISAS LAMINADOS S.A.I.C.	93.554.000-3	8.656	0,0070%
12	CORPBANCA CORREDORES DE BOLSA S.A.	96.665.450-3	8.263	0,0066%
	OTROS ACCIONISTAS		286.054	0,2299%
	TOTAL		124.434.590	100%

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., CGE, es el único controlador de la empresa, ya que controla directamente más del 99,67% de ésta.

Durante el año 2004, CGE DISTRIBUCIÓN S.A., en adelante indistintamente CGE DISTRIBUCIÓN, realizó un aumento de capital por un total de 86.260.603 acciones, de acuerdo a lo aprobado en la Segunda Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 8 de agosto de 2003. El valor total de las acciones suscritas ascendió a la suma de MM\$ 86.261, valor que fue pagado por CGE mediante el aporte en dominio de los activos y pasivos utilizados en el desarrollo de su giro o actividad de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2005, al materializarse la fusión de la Sociedad con Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (RÍO MAIPO), se realizó la emisión de 383.822 acciones, conforme a lo aprobado en la Quinta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2005. De este modo, con fecha 22 de junio de 2005 se realizó el canje de las acciones de RÍO MAIPO que poseían los accionistas minoritarios sobre esa sociedad, entendiéndose enterado el aumento de capital de MM\$ 314,8, equivalente a las 383.822 acciones.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 12 de abril de 2007, fue aprobada la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII a la primera, y un aumento de capital social por MM\$ 21.616, correspondiente a la emisión de 11.384.749 acciones nominativas, serie única, sin valor nominal, a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de CGE DISTRIBUCIÓN VII.

A consecuencia de esta fusión, en Sesión de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 20 de julio de 2007, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN – cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N° 802, de fecha 25 de junio de 2007. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 25 de julio de 2007, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 21.616 de pesos, equivalente a las 11.384.749 acciones.



Con fecha 4 de Octubre de 2010 se realizó la junta extraordinaria de accionistas citada por Directorio con fecha 9 de septiembre de 2010, en la cual se acordó aumentar el capital social por un monto de M\$ 49.999.957, mediante la emisión de 11.332.000 acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal y facultando al Directorio para que determine la fecha o las fechas en que se efectuará una o más emisiones de acciones de pago y para fijar su forma, plazos y condiciones de pago.

En cumplimiento de lo acordado en la junta extraordinaria de accionistas antes referida, el Directorio, en Sesión Extraordinaria del 15 de octubre de 2010, acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, con cargo al aumento de capital referido, a un precio de \$ 4.412,28 cada una, emisión representativa de M\$ 30.104.986; y requerir la inscripción de dicha emisión de acciones en el Registro de Valores que lleva la Superintendencia de Valores y Seguros, y en una bolsa de valores.

De este modo, con fecha 30 de noviembre de 2010 se inicia el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de M\$ 30.001.933 y representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

Los accionistas minoritarios suscribieron M\$ 20.888 equivalentes a 4.734 acciones, con lo cual la emisión de patrimonio quedó perfeccionada en M\$ 30.022.821.

Por otra parte, CGE es controlada mediante un Pacto de Accionistas compuesto por: Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, quienes en su conjunto controlan directamente el 53,75% e indirectamente el 11,11%, alcanzando el 64,86% del total de las acciones de esa sociedad.

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, se informa que los accionistas que componen el Grupo Familia Marín, el Grupo Almería y el Grupo Familia Pérez Cruz, con fecha 23 de noviembre de 2000 formalizaron un pacto de actuación conjunta, el cual fue notificado a la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) y depositado en el respectivo Registro de Accionistas con fecha 4 de diciembre de 2000.

Los mismos accionistas celebraron con fecha 23 de noviembre de 2000 un pacto de actuación conjunta que les permitió alcanzar el control de Indiver S.A., sociedad que posee el 11,11% de las acciones de CGE.

Por lo anterior, en conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, los miembros del Pacto y sus personas relacionadas en conjunto son considerados "Controlador" de CGE y cada uno de ellos "Miembro del Controlador", correspondiéndoles los porcentajes de participación que se muestran en los cuadros siguientes:





Grupo Familia Marín

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

- Guillermo Marín Estévez
Rut: 2.127.624-3
- Marta Marín Estévez
Rut: 2.127.627-8
- María Loreto Marín Estévez
Rut: 2.127.632-4
- Francisco Javier Marín Estévez
Rut: 2.773.387-5
- Guillermo Marín Correa
Rut: 6.337.692-2
- Cristián Marín Correa
Rut: 6.337.693-0
- María Luz Marín Correa
Rut: 7.205.867-4
- Carlos José Marín Correa
Rut: 7.203.992-0
- Jorge Eduardo Marín Correa
Rut: 7.639.707-4
- María Loreto Marín Correa
Rut: 7.678.119-2
- María Josefina Marín Correa
Rut: 7.678.118-4
- Marta Eugenia Marín Correa
Rut: 8.131.765-8
- Francisco Javier Marín Jordán
Rut: 8.351.571-6
- José Antonio Marín Jordán
Rut: 8.541.799-1
- María Elena Marín Jordán
Rut: 8.351.573-2
- Rafael Andrés Marín Jordán
Rut: 8.541.800-9
- Luis Ignacio Marín Jordán
Rut: 8.541.797-5

Participación directa

Grupo Familia Marín: 22,28%

GRUPO FAMILIA MARÍN	RUT	PARTICIPACIÓN
CONSTRUCTORA DE VIVIENDAS ECONÓMICAS SANTA MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,1789%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,3734%
DOÑA MARÍA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,4317%
FOGER SOCIEDAD DE GESTIÓN PATRIMONIAL LTDA.	79.685.990-3	3,1840%
RENTAS KUREWEN S.A.	79.883.900-4	0,9730%
RENTAS E INVERSIONES SAN ANTONIO LTDA.	79.944.140-3	0,8105%
EL MAYORAZGO S.A.	96.803.670-K	0,4595%
MARÍN Y CIA.S.A.	88.079.100-1	0,4577%
SOCIEDAD DE RENTAS DON ERNESTO LTDA.	79.944.150-0	0,4131%
COMPAÑÍA DE RENTAS EPULAFQUÉN LTDA.	78.802.860-1	0,1510%
POLO SUR SOCIEDAD DE RENTAS LTDA.	79.685.260-7	0,1506%
SOCIEDAD DE RENTAS SANTA MARTA	96.721.500-7	0,1460%
COMPAÑÍA GENERAL DE RENTAS LTDA.	78.777.760-0	0,1443%
DON GUILLERMO S.A.	96.721.490-6	0,1381%
SOCIEDAD CIVIL DE RENTAS HUIHUE LTDA.	78.511.400-0	0,1368%
COMPAÑÍA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,1155%
MARÍN JORDÁN, LUIS IGNACIO	8.541.797-5	0,1119%
INVERSIONES LA PINTA LIMITADA	79.685.650-5	0,1049%
COMPAÑÍA DE RENTAS TRIGAL LTDA.	77.309.810-7	0,0965%
RENTAS PADUA LTDA.	76.005.220-5	0,0954%
RENTAS LAS ROCAS LTDA.	76.005.480-1	0,0937%
RENTAS SANTA BLANCA LTDA.	76.005.420-8	0,0851%
RENTAS KIEV LTDA.	76.005.400-3	0,0817%
RENTAS SAN RAMÓN LTDA.	76.005.360-0	0,0793%
MARÍN ESTEVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,0503%
MARÍN JORDÁN, JOSÉ ANTONIO	8.541.799-1	0,0496%
CORREA DE MARÍN, MARÍA LUZ	2.903.022-7	0,0489%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,0329%
MARÍN JORDÁN, RAFAEL ANDRÉS	8.541.800-9	0,0170%
MARÍN JORDÁN, MARÍA ELENA	8.351.573-2	0,0144%
MARÍN JORDÁN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,0125%
JORDÁN DE MARÍN, ELENA	3.010.063-8	0,0106%
ALAMOS OLIVOS, MARÍA CAROLINA	10.045.492-0	0,0099%
MARÍN CORREA, MARÍA LUZ	7.205.867-4	0,0099%
MARÍN CORREA, MARÍA LORETO	7.678.119-2	0,0049%
MARÍN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,0040%
MARÍN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,0022%
MARÍN CORREA, MARÍA JOSEFINA	7.678.118-4	0,0006%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,0004%
HIRTH INFANTE, MARÍA DE LOS ANGELES	9.827.021-3	0,0003%

GRUPO ALMERÍA	RUT	PARTICIPACIÓN
INVERSIONES TUNQUÉN S.A.	96.607.940-1	5,3300%
INVERSIONES QUITRALCO S.A.	96.607.900-2	4,6925%
INVERSIONES ALMERÍA S.A.	96.565.850-5	4,4435%
INVERSIONES LOS ACACIOS S.A.	96.597.440-7	3,5128%
INVERSIONES ALSACIA S.A.	96.607.960-6	1,1822%
INVERSIONES EL QUISCAL S.A.	96.607.950-9	0,6438%

(Continúa página siguiente)



Grupo Almería

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

- José Hornauer López (+)
Rut: 1.294.847-6
- Eduardo Reitz Aguirre
Rut: 5.119.300-8
- Ingrid Reitz Aguirre
Rut: 6.967.046-6
- Ana María Reitz Aguirre
Rut: 5.645.946-4
- Jorge Neuweiler Tognarelli
Rut: 1.795.635-3
- Juan Hornauer López
Rut: 2.803.740-6
- José Luis Hornauer Herrmann
Rut: 5.771.955-9
- Ricardo Hornauer Herrmann
Rut: 6.561.810-9
- Carlos Hornauer Herrmann
Rut: 6.561.811-7
- Patricio Hornauer Herrmann
Rut: 6.561.812-5
- Claudio Hornauer Herrmann
Rut: 6.900.325-7
- Cristián Neuweiler Heinsen
Rut: 6.562.488-5
- Pablo Neuweiler Heinsen
Rut: 7.715.873-1
- Karin Neuweiler Heinsen
Rut: 6.523.145-K
- Sandra Neuweiler Heinsen
Rut: 8.576.643-0
- Luis Aspíllaga Urenda
Rut: 5.308.039-1
- Luis Aspíllaga Favier (+)
Rut: 674.834-1
- Patricia Aspíllaga Urenda
Rut: 5.361.233-4

Participación directa

Grupo Almería: 20,70%.

GRUPO ALMERÍA	RUT	PARTICIPACIÓN
INMOBILIARIA LOS OLIVOS S.A.	95.481.000-3	0,1135%
INVERSIONES LESONIA LTDA.	77.106.760-3	0,0855%
HORNAUER LÓPEZ, JUAN	2.803.740-6	0,0821%
HEINSEN WIDOW, GABRIELLE MARGARITA	2.425.161-6	0,0754%
INVERSIONES CAUCURA LTDA.	77.106.780-8	0,0743%
HORNAUER OLIVARES, CAMILO	10.063.136-9	0,0541%
HORNAUER OLIVARES, CAROLINA	9.051.177-7	0,0538%
RENTAS INVERLAND LTDA.	76.255.610-3	0,0481%
HORNAUER LÓPEZ, JOSÉ	1.294.847-6	0,0425%
RENTAS TALCAN LTDA.	76.255.630-8	0,0388%
RENTAS ENTEN LTDA.	76.255.750-9	0,0356%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,0305%
INVERSIONES BOSQUES DE MONTEMAR LTDA.	77.462.460-0	0,0253%
RENTAS COLIUMO LTDA.	76.255.660-K	0,0201%
HORNAUER HERRMANN, CARLOS MANUEL	6.561.811-7	0,0187%
INVERSIONES EBRO LTDA.	77.562.240-7	0,0149%
HERRMANN HUGO, ROSEMARIE	3.124.505-2	0,0141%
INVERSIONES EDR LTDA.	77.211.900-3	0,0140%
EWERTZ HARMSEN, PAMELA ISABEL FRANCISCA	4.562.119-7	0,0106%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,0104%
VACCARI GIRAUDO, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,0090%
MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ÁNGELES	7.088.905-6	0,0089%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,0061%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,0023%
HORNAUER HERRMANN, JOSÉ LUIS	5.771.955-9	0,0020%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARÍA	8.576.643-0	0,0015%
INVERSIONES PAU LTDA.	78.890.460-6	0,0008%
REITZ LAGAZIO, JUAN CARLOS	13.427.523-5	0,0005%
ASPILLAGA URENDA, LUIS	5.308.039-1	0,0004%
NEUWEILER NAHMIAS, CATALINA	18.584.546-K	0,0004%
NEUWEILER NAHMIAS, MATÍAS	19.151.321-5	0,0004%
REITZ LAGAZIO, EDUARDO	12.623.104-0	0,0003%
REITZ LAGAZIO, JESSICA	12.448.022-1	0,0003%
INMOBILIARIA E INVERSIONES LOS LILIUM LTDA.	77.068.150-2	0,0003%
REITZ RIVEAUD, DARIA EKATERINA	13.335.718-1	0,0003%
ASPILLAGA GOUDIE, RODRIGO	12.022.555-3	0,0003%
AUSSET REITZ, NICOLE DANIELA	15.098.805-5	0,0003%
REITZ AGUIRRE, FERNANDO	7.224.459-1	0,0003%
REITZ LOBO, FELIPE TOMÁS	17.120.288-4	0,0003%
REITZ LOBO, MARÍA FERNANDA	17.996.565-8	0,0003%
REITZ LOBO, NICOLÁS FERNANDO	16.302.985-5	0,0003%
ASPILLAGA URENDA, MARÍA CRISTINA	7.715.865-0	0,0002%
AUSSET REITZ, PEDRO PABLO	13.852.030-7	0,0001%
IDIAQUEZ REITZ, IGNACIO JAVIER	17.993.600-3	0,0001%
ASPILLAGA FAVIER, LUIS	674.834-1	0,0001%
INVERSIONES LAU LTDA.	77.095.060-0	0,0001%
REITZ RIVEAUD, MARTIN ALEXANDER	8.547.689-0	0,0000%
ASPILLAGA GOUDIE, PABLO ANDRÉS	12.022.554-5	0,0000%

Grupo Familia Pérez Cruz

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

- Mariana Cruz de Pérez
Rut: 2.288.980-K
- Pablo José Pérez Cruz
Rut: 6.411.732-0
- Ana María Pérez Cruz
Rut: 5.711.299-9
- Andrés Pérez Cruz
Rut: 7.561.860-3
- Bernardita Pérez Cruz
Rut: 5.711.247-6
- Carmen Gloria Pérez Cruz
Rut: 7.746.964-8
- María Loreto Pérez Cruz
Rut: 5.711.316-2
- José Tomás Pérez Cruz
Rut: 8.639.020-5
- Mariana Pérez Cruz
Rut: 5.711.224-7
- Matías Pérez Cruz
Rut: 8.649.794-8
- Ximena Pérez Cruz
Rut: 8.123.872-3

Participación directa

Grupo Familia Pérez Cruz: 10,77%.

GRUPO FAMILIA PÉREZ CRUZ	RUT	PARTICIPACIÓN
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7508%
INVERSIONES APALTA S.A.	96.616.050-0	1,9957%
INVERSIONES EL MAQUI LTDA.	79.992.140-5	1,3587%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELÉN S.A.	96.722.800-1	1,2700%
CRUZ DE PÉREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3442%
PÉREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2618%
PÉREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2584%
PÉREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2581%
PÉREZ CRUZ, JOSE TOMÁS	8.639.020-5	0,2573%
PÉREZ CRUZ, MATÍAS	8.649.794-8	0,2573%
PÉREZ CRUZ, PABLO JOSÉ	6.441.732-0	0,2573%
PÉREZ CRUZ, ANA MARÍA	5.711.299-9	0,2573%
PÉREZ CRUZ, ANDRÉS	7.561.860-3	0,2573%
PÉREZ CRUZ, BERNARDITA	5.711.247-6	0,2573%
PÉREZ ZAÑARTU, MARÍA LUISA	2.306.903-2	0,2175%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0427%
FUND. OSVALDO PEREZ VALDÉS Y MARÍA LUISA	71.599.300-7	0,0413%
PUNTA LUJÁN INVERSIONES LTDA.	76.647.650-3	0,0285%
LAS TRANCAS INVERSIONES S.A.	76.736.890-9	0,0277%
QUILLAICO INVERSIONES LTDA.	76.809.620-1	0,0277%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0269%
EL AJIAL INVERSIONES LTDA.	76.854.880-3	0,0263%
MANANTIALES INVERSIONES LTDA.	76.810.330-5	0,0263%
ROMPEOLAS INVERSIONES LTDA.	76.807.570-0	0,0263%
TOLTÉN INVERSIONES LTDA.	76.810.000-4	0,0263%
PÉREZ ZAÑARTU, ANA MARÍA	2.128.879-9	0,0205%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARÍA LUISA	8.794.078-0	0,0129%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0129%
SUBERCASEAUX PÉREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0129%
SUBERCASEAUX PÉREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0129%
GARCIA-HUIDOBRO GONZÁLEZ, MARÍA ANGÉLICA	6.067.785-9	0,0101%
CAMUS PEREZ, JUAN JOSÉ	15.638.998-6	0,0073%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0073%
CAMUS PÉREZ, CRISTIÁN ANDRÉS	14.614.588-4	0,0072%
CAMUS PÉREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0072%
CAMUS PÉREZ, MARÍA IGNACIA	19.247.229-6	0,0072%
COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0065%
PÉREZ RESPALDIZA, MARÍA LORETO	15.640.936-7	0,0051%
PÉREZ ZAÑARTU, JOSÉ LUIS	2.128.878-0	0,0050%
PÉREZ RESPALDIZA, CRISTÓBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0050%
PEÉREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0050%
PÉREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRÉS	16.096.127-9	0,0050%
PÉREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0050%
PÉREZ RESPALDIZA, SOFÍA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0050%
INVERSIONES SAN JOSÉ DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0044%
PÉREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0032%
PÉREZ COUSIÑO, JOSÉ MANUEL	20.472.395-8	0,0032%
PÉREZ COUSIÑO, MARÍA ELISA	19.961.007-4	0,0032%
PÉREZ COUSIÑO, MARTÍN	19.669.745-4	0,0032%

(Continúa página siguiente)



GRUPO FAMILIA PÉREZ CRUZ	RUT	PARTICIPACIÓN
PÉREZ COUSIÑO, MATÍAS	18.768.433-1	0,0032%
PÉREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0032%
PÉREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0032%
PAIVA CASALI, RAÚL	1.890.820-4	0,0029%
CAMUS VALVERDE, CRISTIÁN	6.067.352-7	0,0025%
ROMUSSI PÉREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0016%
ROMUSSI PÉREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0016%
ROMUSSI PÉREZ, JORGE ANDRÉS	16.662.201-8	0,0016%
DEL SOLAR PÉREZ, ANA MARÍA	9.911.702-8	0,0013%
DEL SOLAR PÉREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0013%
DEL SOLAR PÉREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0013%
DEL SOLAR PÉREZ, NICOLÁS	15.322.308-4	0,0013%
DEL SOLAR PÉREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0013%
HAEUSSLER PÉREZ, CARLOS JOSÉ	14.119.972-2	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, DIEGO JOSÉ	18.019.794-K	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, MARTÍN	15.643.157-5	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0010%
HAEUSSLER PÉREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0010%
SUCESION PÉREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0003%

TRANSACCIONES DE ACCIONES

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informan a continuación las transacciones realizadas durante el período 2010 por los miembros del Controlador, Directores, Gerentes y Ejecutivos:

ACCIONISTA	RELACIÓN CON SOCIEDAD	ACCIONES COMPRADAS	OBJETO	PRECIO PROMEDIO UNITARIO \$	MONTO \$
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO	6.806.720	CONTROL	4.412,28	30.033.138.388
PÉREZ CRUZ, PABLO JOSÉ	DIRECTOR TITULAR	550	INVERSIÓN	4.412,28	2.426.754
GÓMEZ BRAVO, LUIS ALEJANDRO	GERENTE ZONAL	76	INVERSIÓN	4.412,28	335.333

Respecto al 2009, las transacciones fueron las siguientes:

ACCIONISTA	RELACIÓN CON SOCIEDAD	ACCIONES COMPRADAS	OBJETO	PRECIO PROMEDIO UNITARIO \$	MONTO \$
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO	17.249	CONTROL	4.400,00	75.895.600



ESTADÍSTICA TRIMESTRAL DE TRANSACCIONES BURSÁTILES

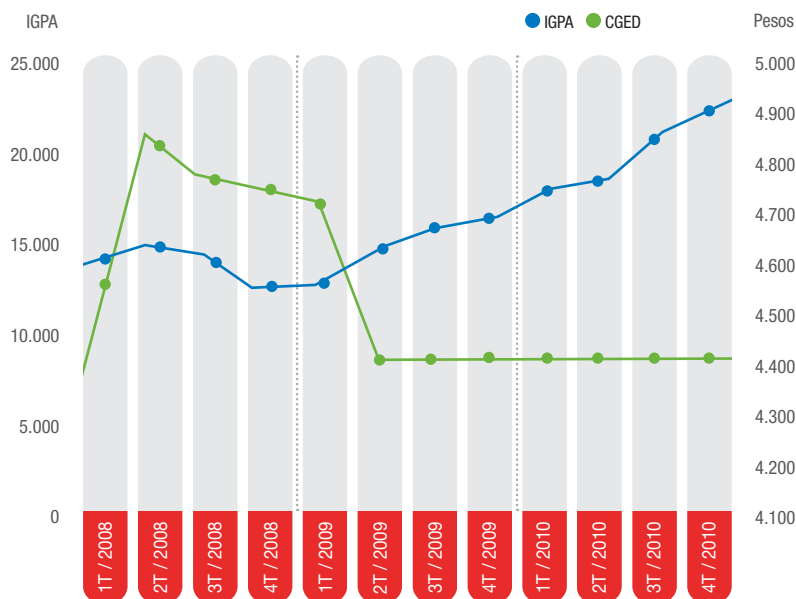
La estadística trimestral de transacciones bursátiles para el último año, considerando las transacciones efectuadas en las Bolsas de Comercio de Santiago, de Corredores de Valparaíso y Electrónica de Chile, es la siguiente (*):

AÑO	PERÍODO TRIMESTRE	Nº ACCIONES TRANSADAS	MONTO TOTAL TRANSADO (\$)	PRECIO PROMEDIO (\$)
2008	1º	4.913	21.725.214	4.421,99
	2º	1.624	7.908.000	4.869,46
	3º	5.080	24.384.000	4.800,00
	4º	200	955.000	4.775,00
2009	1º	250	1.187.500	4.750,00
	2º	29.577	130.384.130	4.408,29
	3º	1.006	4.436.460	4.410,00
	4º	1.002	4.416.315	4.407,50
2010	1º	1.340	5.909.400	4.410,00
	2º	258	1.137.780	4.410,00
	3º	6.660	29.390.600	4.413,00
	4º	1.032	4.551.120	4.410,00

(*) La totalidad de la información detallada, está representada en valores histórico

La evolución del precio de la acción de CGE DISTRIBUCIÓN con relación a la evolución del índice de Precios Selectivo de Acciones (IPSA) de los ejercicios 2010 y 2009 se aprecia en el siguiente gráfico:

EVOLUCIÓN PRECIO ACCIÓN CGED Y EVOLUCIÓN IGPA





HECHOS DESTACADOS 2010

ENERO

CONTRATOS DE SUMINISTRO

A contar del 1 de enero de 2010, se inicia la vigencia de los contratos de suministro suscritos con los generadores Endesa, Colbún, Campanario, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Puntilla y Eléctrica Diego de Almagro, como resultado de diversos procesos licitatorios efectuados entre 2006 y 2009.

CAMBIO DE PLATAFORMA TECNOLÓGICA

Se implementa nueva plataforma informática, SAP, el cual es considerado entre los mejores y más completos software a nivel mundial.

FEBRERO

TERREMOTO

El terremoto y posterior tsunami que afectó a nuestro país el 27 de febrero tuvo especial impacto en el suministro de energía en nuestros clientes, siendo la zona de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN una de las más afectadas por esta catástrofe, situación que se normalizó en un breve plazo, gracias al esfuerzo y vocación de servicio público del personal de la empresa, apoyo de sus empresas contratistas y empresas filiales del Grupo CGE.

ABRIL

ACUERDO CON GOBIERNO ELECTRIFICACIÓN ALDEAS

Producto del terremoto del 27 de febrero, junto a EMELECTRIC se llegó a un acuerdo con el Gobierno para la electrificación de 16.000 viviendas de emergencia ubicadas en aldeas o campamentos y en sitios individuales, entre la Región Metropolitana y la IX Región, programa financiado por partes iguales tanto por el Gobierno como por CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC.

TRASPASO DE PERSONAL DE EMELECTRIC A CGE DISTRIBUCION

En abril de 2010, como parte del plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, se traspasaron 139 colaboradores de EMELECTRIC a CGE DISTRIBUCIÓN, lo que permitirá seguir avanzando en este proceso de convergencia e integración, liderado por el Grupo CGE.

MAYO

ENCUENTRO EMPRESAS DISTRIBUIDORAS – DETERMINACION PERDIDAS TECNICAS ELECTRICAS

CGE DISTRIBUCIÓN coordinó un encuentro entre las Empresas Distribuidoras para analizar y capturar las mejores prácticas además de compartir criterios para la obtención de las Pérdidas Técnicas Eléctricas tanto en líneas de media tensión, subestaciones, redes de baja tensión, empalmes y medidores. El evento contó con la participación de profesionales de las Empresas Chilectra, Chilquinta, Saesa Frontel, EDELMAG, CONAFE y EMEL.

VICEPRESIDENCIA ASOCIACION EMPRESAS ELECTRICAS

En mayo de 2010 en una elección de carácter unánime, el directorio de la Asociación de Empresas Eléctricas eligió a Mario Donoso, como vicepresidente del gremio.

JUNIO

JORNADA COMITÉ TECNICO EMPRESAS DISTRIBUIDORAS GRUPO CGE

Durante la primera semana del mes de junio se llevó a cabo la Jornada “Comité Técnico de Empresas Distribuidoras Grupo CGE”, con la finalidad de compartir experiencias, capturar las mejores prácticas y homologar procesos de las Áreas Técnicas. El evento contó con la participación de profesionales de las Empresas CGE DISTRIBUCION, CONAFE, EMEL y EDELMAG.

JULIO

PANEL DE EXPERTOS

Mediante Resolución Exenta N° 344 del Ministerio de Energía, y en conformidad con la decisión del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, fueron nombrados como integrantes del Panel de Expertos, los ingenieros civiles Guillermo Espinoza Inhen, Germán Henríquez Véliz, Rodrigo Iglesias Acuña y el abogado Enrique Sepúlveda Rodríguez, todos por un período de 6 años a contar del 15 de julio de 2010, quienes se suman a los ingenieros Pablo Serra Banfi, Luis Vargas Díaz y a la abogada Blanca Palumbo Ossa.

Adicionalmente, fue nombrado en el cargo de Secretario Abogado del Panel de Expertos, el abogado Francisco Agüero Vargas, por el mismo período.

AGOSTO

GIRA TEATRO MUNICIPAL DE SANTIAGO

Con gran éxito se desarrolló el programa de presentaciones del Teatro Municipal de Santiago en varias ciudades de nuestra zona de concesión. Esta gira se desarrolló entre los días 13 y 26 de agosto.



OCTUBRE

ENCUENTROS REGIONALES

Este año, como parte de una estrategia global del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC realizaron un nuevo ciclo de Encuentros Regionales sobre Energía y Desarrollo Sustentable, actividad realizada en conjunto a los gobiernos locales, el sector empresarial y la red de universidades regionales SINERGIA. La realización de estas jornadas, que durante el 2010 se llevaron a cabo en la Región de O'Higgins, Maule, BioBío y La Araucanía, permitieron centrar el análisis y discusión en temas relativos a la Eficiencia Energética y los desafíos que se presentan en dichas regiones.

CAMBIO NIVEL DE VOLTAJE SECTOR MOLINA

Se concreta primera etapa del cambio de voltaje de 13,2 a 15 kV de la red de media tensión de las comunas Molina, Río Claro y Sagrada Familia, generando una reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la capacidad y la calidad de suministro de la red.

ENCUESTA DE CALIDAD DE SERVICIO

En octubre se concluyó el estudio 2010 de calidad de servicio, en el cual se midió la lealtad de los clientes con CGE DISTRIBUCIÓN y la calidad de servicio percibida por estos.

NOVIEMBRE

VICEPRESIDENCIA DE CIER

El Gerente General de CGE DISTRIBUCIÓN, Mario Donoso fue elegido Vicepresidente II de la Comisión de Integración Energética Regional, cuyo objetivo es desarrollar actividades de cooperación técnica con el fin de contribuir al mejoramiento de la eficiencia en la gestión empresarial y en la calidad del servicio, así como promover la integración y transacciones de energía de los mercados eléctricos del continente.

PARTICIPACIÓN EN EXPO EFICIENCIA ENERGÉTICA 2010

CGE DISTRIBUCIÓN participó en Expo Eficiencia Energética 2010, feria realizada en la Estación Mapocho, junto al Holding, EMELECTRIC, EMETAL, empresas EMEL y Club de la Innovación. El objetivo fue presentar los productos de eficiencia energética que está comercializando, tales como paneles solares térmicos e iluminación con tecnología led, además de difundir los temas relacionados al Club de la Innovación.

AUMENTO CAPITAL

Con fecha 30 de noviembre de 2010 se inicia el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de M\$ 30.001.933 y representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

DICIEMBRE

PRESIDENCIA DE CHICIER

El Gerente General de CGE DISTRIBUCIÓN, Mario Donoso es elegido presidente de CHICIER, capítulo chileno de CIER.

MISIÓN NOCHE BUENA

Con el apoyo y compromiso de cada uno de sus colaboradores, CGE DISTRIBUCIÓN participó activamente en la 11ª versión de la campaña "Misión Noche Buena" que se desarrolló desde Arica hasta Punta Arenas, y que en esta oportunidad logró reunir más de 21 mil cajas que fueron entregadas a familias de escasos recursos a lo largo de Chile.

CAMPAÑA "BENDITA CUENTA"

Con el objeto de generar cercanía con cada uno de nuestros clientes, se realizó una campaña en que se valoró y reconoció a los clientes que estaban con sus cuentas al día. Se efectuó el sorteo el 22 de diciembre a nivel nacional, generando gran interés y motivación por parte de los concursantes.



RESEÑA HISTÓRICA

CGE DISTRIBUCIÓN es filial de la COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, CGE, la cual fue fundada en 1905. A través de los años ésta ha concentrado sus operaciones en el sector energético, principalmente en Chile, participando fundamentalmente en los mercados de distribución y transmisión de energía eléctrica y en distribución, transporte y almacenamiento de gas. Ámbitos en los cuales a lo largo de sus más de 100 años de vida ha demostrado una vasta y fructífera experiencia.

En el negocio de la distribución de energía eléctrica, el Grupo CGE abastece a casi tres millones de clientes en Chile y Argentina. Sus operaciones en Chile comprenden instalaciones desde Arica hasta Pucón e instalaciones en la Región de Magallanes, en el extremo sur del país. En Argentina las operaciones del Grupo CGE se efectúan en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan.

Dentro del marco definido e iniciado en el año 2000 para el proceso de reorganización de sus negocios y actividades, el Directorio de CGE acordó realizar sus actividades de distribución eléctrica en Chile a través de tres filiales: CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EDELMAG, concentrando en CGE DISTRIBUCIÓN todos sus activos de distribución ubicados entre la Región Metropolitana y la IX Región.

Con fecha 31 de enero de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN se constituyó como sociedad anónima cerrada, mediante escritura pública otorgada en la notaría de Santiago de don Gonzalo de la Cuadra Fabres, inscribiéndose en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de ese año.

El 30 de abril de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN adquirió y tomó el control de RÍO MAIPO, concesionaria de distribución de energía eléctrica que atendía a más de trescientos mil clientes en la zona sur de la Región Metropolitana.

En agosto de 2003, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, fue aprobado un aumento de capital que permitió la posterior transferencia de los activos de distribución desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, aprobándose el valor de aporte de dichos bienes.

En enero de 2004, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mes de febrero de dicho año se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

Así, de acuerdo a lo definido por el Directorio de CGE, el 31 de marzo del año 2004, y conforme lo aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas, se perfeccionó el traspaso de los activos, negocios, personal y pasivos asociados a la actividad de distribución de electricidad desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, hecho que marcó el inicio de las operaciones de la Sociedad como nueva distribuidora de energía eléctrica.

Con fecha 11 de agosto de 2004, la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió a CGE DISTRIBUCIÓN en el Registro de Valores bajo el Número 841, cumpliendo el requerimiento de la Ley N° 19.940 (Ley Corta I). Adicionalmente, con igual fecha se inscribieron las acciones de la sociedad, convirtiéndose de esta forma en Sociedad Anónima Abierta.

En febrero de 2005, mediante Decreto N° 85 de fecha 21 de febrero, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de RÍO MAIPO a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mismo mes se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.





El 15 de abril de 2005, mediante sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN y de RÍO MAIPO, se aprobó la fusión por incorporación de esta última sociedad a la primera.

El 31 de mayo de 2005, y según lo acordado en las juntas de accionistas de RÍO MAIPO y de CGE DISTRIBUCIÓN, se materializó la fusión de ambas sociedades, siendo esta última la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por RÍO MAIPO.

El 7 de junio de 2005 la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió bajo el N° 747 la emisión de las 383.822 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas minoritarios de RÍO MAIPO, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el día 22 de junio del mismo año.

El 12 de diciembre de 2006, mediante el Decreto Supremo N° 367, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE DISTRIBUCIÓN VII a CGE DISTRIBUCIÓN, y el 20 de enero de 2007 se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.



El 11 y 12 de abril de 2007, a través de sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de ambas empresas, se aprobó la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII en CGE DISTRIBUCIÓN, cumpliendo con ello una de las últimas etapas del proceso de reorganización societario en el segmento de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2007, según lo acordado en las juntas de accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII y de CGE DISTRIBUCIÓN, se llevó a cabo la fusión de ambas sociedades, con lo cual esta última se convirtió en la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por CGE DISTRIBUCIÓN VII.

El 25 de junio de 2007, la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió bajo el N° 802 la emisión de las 11.384.749 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el 25 de julio del mismo año.



El 4 de octubre de 2010, en la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas, fue aprobado un aumento de capital, posteriormente en Sesión Extraordinaria del Directorio, del 15 de octubre de 2010, se acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones con el fin de mejorar el nivel de endeudamiento.

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana y en las regiones VI, VII, VIII y IX del país.

Actualmente, CGE es la controladora de CGE DISTRIBUCIÓN, donde posee una participación ascendente al 99,67% de las acciones emitidas de ésta.

El Grupo CGE también participa en el negocio de transmisión de energía eléctrica con instalaciones que se extienden desde la I a la IX Región del país.

En el negocio del gas natural, el Grupo CGE abastece a más de 800 mil clientes en Chile y Argentina. En Chile, las operaciones de distribución de gas natural se concentran en las regiones Metropolitana, VIII y XII. En Argentina, la distribución de gas natural se extiende a las provincias de Tucumán, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.

Asimismo, en el negocio de distribución de gas licuado, el Grupo CGE es uno de los actores relevantes del país.





01

INFORME
A LOS
ACCIONISTAS



INFORME A LOS ACCIONISTAS



Señores Accionistas:

El Directorio presenta para vuestro conocimiento y consideración la Octava Memoria Anual y los Estados Financieros Auditados de CGE DISTRIBUCIÓN, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010.

La gestión del ejercicio 2010 arroja una utilidad neta de MM\$ 12.098, lo que significa una disminución de MM\$ 25.661, cifra 68% menor a la del año anterior.

Por su parte, los ingresos ordinarios alcanzaron la suma de MM\$ 605.322, cifra inferior a la obtenida durante el año 2009. Con respecto al margen bruto, este fue de MM\$ 70.794.

Finalmente, los activos del ejercicio 2010 alcanzaron los MM\$ 663.259, mientras los pasivos totalizaron MM\$ 368.525.

AÑO	VENTAS	ACTIVOS	PASIVOS	UTILIDAD DEL EJERCICIO
Cifras MM\$ a moneda histórica de diciembre de cada año.				
2005	299.273	330.175	181.313	32.221
2006	339.532	348.406	193.935	34.031
2007	480.090	424.426	235.248	38.517
2008	654.451	504.491	295.617	36.850
2009*	633.254	519.150	278.388	37.759
2010*	605.322	663.259	368.525	12.098

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

DIVIDENDOS

El Directorio ha acordado proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas el reparto de un dividendo definitivo de \$ 15,00 por acción por un monto total ascendente a MM\$ 1.867 con cargo a la utilidad del ejercicio 2010.

Los cuadros presentados a continuación muestran los dividendos repartidos por acción durante el año y la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, que considera la aprobación del dividendo definitivo.

UTILIDAD REPARTIDA CON CARGO AL EJERCICIO

AÑO	MM\$	UTILIDAD DEL EJERCICIO
Cifras MM\$ a moneda histórica de diciembre de cada año.		
2005	28.044	90,1%
2006	32.250	94,8%
2007	36.597	95,0%
2008	35.019	95,0%
2009*	33.510	88,6%
2010*	10.392	85,9%

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

DIVIDENDOS REPARTIDOS POR ACCIÓN

AÑO	\$ MONEDA HISTÓRICA
2005	256,44
2006	295,00
2007	324,00
2008	290,00
2009*	284,88
2010*	86,50

* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

UTILIDAD DISTRIBUIBLE

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros se determina la utilidad distribuable, de la siguiente forma:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	MM\$
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	12.098
PÉRDIDAS ACUMULADAS QUE NO PROVIENEN DE AJUSTES POR PRIMERA ADOPCIÓN IFRS	0
UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE	12.098

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2010 representarán un 85,9% de la utilidad distribuable. Los montos correspondientes a los dividendos provisorios y al definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Para el ejercicio 2011, al igual que para el ejercicio 2010 y 2009, el Directorio de la Sociedad ha acordado distribuir no menos del 30% de las Utilidades Líquidas del Ejercicio, a través de tres dividendos provisorios y uno definitivo. Los dividendos provisorios se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2011. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del ejercicio 2011.

La política expuesta para el 2011, refleja la intención del Directorio, por lo que su cumplimiento quedará sujeto a las utilidades que realmente se obtengan, los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúe la Sociedad, o la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.



DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio propone a la Junta Ordinaria de Accionistas distribuir la utilidad del ejercicio en la siguiente forma:

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	MM\$
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N° 26 DE JUNIO DE 2010	4.729
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N° 27 DE SEPTIEMBRE DE 2010	1.682
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N° 28 DE DICIEMBRE DE 2010	2.115
A PAGAR DIVIDENDO DEFINITIVO N° 29	1.867
AL PAGO DE DIVIDENDOS EVENTUALES EN EJERCICIOS FUTUROS ART. N° 80, LEY N° 18.046	1.705
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	12.098

CAPITAL Y RESERVAS

Al 31 de diciembre de 2010 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE DISTRIBUCIÓN asciende a 124.434.590 y el patrimonio de la Sociedad alcanza a MM\$ 294.734, lo que corresponde a un valor de libros de \$ 2.368,59 por acción a igual fecha.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de la utilidad del ejercicio que se propone, el capital y fondos de reserva de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 quedarían constituidos como sigue:

CAPITAL Y RESERVAS	MM\$
CAPITAL EMITIDO	190.295
GANANCIAS ACUMULADAS	23.664
OTRAS RESERVAS	78.908
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	292.867

COMENTARIO Y PROPOSICIONES DE LOS ACCIONISTAS

Durante el ejercicio 2010 no se recibieron comentarios ni proposiciones de los accionistas de la Sociedad.

DIRECTORIO

En el acto de constitución de la Sociedad – de fecha 31 de enero de 2003 – se estableció que CGE DISTRIBUCIÓN sería administrada por un Directorio integrado por tres miembros reelegibles, el que ejercería sus funciones por un período de tres años.

Con igual fecha, se designó un directorio provisorio, compuesto por los señores: Gabriel del Real Correa, en el cargo de Presidente; Juan Hornauer López, en el cargo de Vicepresidente; y Pablo Pérez Cruz, en el cargo de Director. Este directorio provisorio permaneció hasta la Junta Ordinaria de Accionistas realizada el 16 de abril del año 2004.

En esa misma oportunidad se procedió a la elección del Directorio definitivo para el siguiente trienio, compuesto por siete miembros, a consecuencia del aumento del número de Directores de tres a siete acordado en la Tercera Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de marzo de 2004. Resultaron elegidos como directores de la Sociedad los señores: Gabriel del Real Correa, Juan Hornauer López, Pablo Pérez Cruz, Francisco Marín Jordán, Carlos Hornauer Herrmann, Antonio Bascuñán Valdés y Guillermo Matta Fuenzalida.



En sesión de Directorio de fecha 23 de abril de 2004 se procedió a la elección de la mesa, la cual quedó conformada por los señores Gabriel Del Real Correa como Presidente y Carlos Hornauer Herrmann como Vicepresidente.

En sesión de Directorio del mes de septiembre de 2006, y ante el sensible fallecimiento de don Gabriel Del Real Correa, Presidente de la sociedad, el Directorio nombró en su reemplazo al señor Francisco Marín Estévez, quien a contar de esa fecha asumió como Presidente de la empresa. En la oportunidad se ratificó como Vicepresidente al señor Carlos Hornauer Herrmann y como Secretario al señor Mario Donoso Aracena.

En conformidad a lo establecido en el artículo 32 de la Ley de Sociedades Anónimas, en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 12 de abril de 2007 se eligió un nuevo Directorio para el periodo 2007 – 2010.

En dicha Junta, se reeligieron como Directores de CGE DISTRIBUCIÓN los señores Francisco Marín Estévez, Carlos Hornauer Herrmann, Juan Hornauer López, Francisco Marín Jordán y Pablo Pérez Cruz. Asimismo, se eligió como Directores a los señores Pablo Guarda Barros y Gonzalo Rodríguez Vives, en reemplazo de los señores Antonio Bascuñán Valdés y Guillermo Matta Fuenzalida.

Posteriormente, en sesión de Directorio de fecha 20 de abril de 2007, por unanimidad éste ratificó como Presidente al señor Francisco Marín Estévez, como Vicepresidente al señor Carlos Hornauer Herrmann y como Secretario al señor Mario Donoso Aracena.

En la Séptima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2010, se efectuó la elección del Directorio para el próximo período de tres años, resultando elegidos como Directores de la Sociedad Francisco Marín Estévez, Carlos Hornauer Herrmann, Pablo José Pérez Cruz, Francisco Marín Jordán, Pablo Guarda Barros, Gonzalo Rodríguez Vives y Cristián Neuweiler Heinsen. En consecuencia, ha dejado de ser Director el señor Juan Hornauer López y se ha incorporado como nuevo Director el señor Cristián Neuweiler Heinsen.

A continuación, en sesión de Directorio de fecha 23 de abril de 2010, por unanimidad éste ratificó como Presidente al señor Francisco Marín Estévez, como Vicepresidente al señor Carlos Hornauer Herrmann y como Secretario al señor Mario Donoso Aracena.

Cabe señalar que a consecuencia de la dictación de la Ley N° 20.382, con fecha 31 de diciembre de 2009, la Sociedad dejó de estar afecta al deber de contar con un Comité de Directores, por lo que en Sesión del Comité N° 33, celebrada con fecha 28 de enero de 2010, sus integrantes declararon, por unanimidad, que con esa fecha cesaron en sus funciones, atendido que la sociedad no optará por acogerse voluntariamente a las normas contenidas en el artículo 50 bis de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

COMITÉ DE DIRECTORES

Con fecha 17 de junio de 2005, en sesión ordinaria de Directorio de la Sociedad se acordó constituir un Comité de Directores, determinando sus miembros, remuneraciones y presupuesto de gastos, sujeto a la posterior ratificación en la próxima Junta de Accionistas. Todo ello, atendido a que la sociedad incorporaría a más de 1.200 nuevos accionistas, producto de la fusión y el pronto canje de acciones a los accionistas minoritarios de Compañía Eléctrica de Río Maipo S.A., sociedad que tenía designado un Comité de Directores, haciendo prudente su constitución voluntaria antes de esa fusión. Dicho comité quedó integrado por los Directores señores Pablo Pérez Cruz, Antonio Bascuñán Valdés y Guillermo Matta Fuenzalida.

Posteriormente, en sesión de Directorio de fecha 20 de abril de 2007, se eligió como integrantes del Comité de Directores a los señores Pablo Guarda Barros, Pablo Pérez Cruz y Gonzalo Rodríguez Vives.

Con fecha 28 de enero 2010, se llevó a cabo la sesión N° 33 del Comité de Directores con la asistencia de la totalidad de sus integrantes. En dicha sesión se aprobó el informe anual de gestión 2009 del Comité.

En la misma sesión, se dejó constancia que, al 31 de diciembre de 2009, la sociedad dejó de cumplir con los requisitos copulativos que establece el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, conforme a las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.832 sobre Gobierno Corporativo de las Empresas, y en consecuencia, ya no se encontraba afecta a la obligación de contar con un Comité de Directores. Lo anterior se debió a que, si bien la sociedad cuenta con un patrimonio bursátil superior a 1.500.000 unidades de fomento, a dicha fecha menos de un 12,5% de sus acciones emitidas con derecho a voto, se encontraban en poder de accionistas que individualmente controlen o posean menos del 10% de tales acciones.

En vista de lo anterior y de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 50 bis citado, a partir del 1 de enero de 2010, la sociedad no estaba obligada a mantener directores independientes ni comité de directores. Por lo anterior, el referido comité cesó en sus funciones a contar de dicha fecha.

REMUNERACIONES Y GASTOS DEL DIRECTORIO

En atención a los acuerdos de la Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad, en que se establecieron las remuneraciones del Directorio de conformidad a la Ley sobre Sociedades Anónimas, se han considerado las remuneraciones percibidas por los Directores, las que expresadas en moneda histórica, se presentan en el siguiente cuadro:

RETRIBUCIÓN DEL DIRECTORIO		01.01.2010 / 31.12.2010			01.01.2009 / 31.12.2009		
NOMBRE	CARGO DIRECTORIO	DIETA DIRECTORES	COMITÉ UTILIDADES	PARTICIPACIÓN DIRECTORIO	DIETA DIRECTORES	COMITÉ	PARTICIPACIÓN DIRECTORIO
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
FRANCISCO J. MARÍN ESTÉVEZ	PRESIDENTE	28.597	0	141.597	26.453	0	138.187
CARLOS HORNAUER HERRMAN	VICEPRESIDENTE	12.415	0	70.799	13.226	0	69.093
CRISTIÁN NEUWEILER HEINSEN	DIRECTOR	10.532	0	0	0	0	0
FRANCISCO MARÍN JORDÁN	DIRECTOR	13.350	0	70.799	13.266	0	69.093
GONZALO RODRÍGUEZ VIVES	DIRECTOR	14.298	209	0	13.226	2.107	0
JUAN HORNAUER LÓPEZ	DIRECTOR	1.883	0	70.799	2.836	0	69.093
PABLO GUARDA BARROS	DIRECTOR	14.298	209	0	13.226	2.107	0
PABLO J. PÉREZ CRUZ	DIRECTOR	12.402	209	70.799	12.286	2.107	69.093
TOTALES		107.775	627	424.793	94.479	6.321	414.559

Durante 2010 y 2009 no existen otros gastos incurridos ni remuneraciones extraordinarias percibidas por el Directorio.

HECHOS RELEVANTES

Los hechos esenciales comunicados por la Sociedad a la Superintendencia de Valores y Seguros, durante el ejercicio 2010 se resumen como siguen:

- Con fecha 28 de enero de 2010, en Sesión Ordinaria de Directorio N°75, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley N° 18.046, modificada por la Ley N° 20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas.

La mencionada política para CGE DISTRIBUCIÓN S.A., incluye todas las operaciones ordinarias en consideración al giro social, que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas.



- Con el fin de informar sobre los efectos del terremoto, solicitados mediante Oficio Circular N°574 del 1 de marzo de 2010, con fecha 3 de marzo de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

“Con relación a lo instruido mediante el oficio de la referencia, CGE DISTRIBUCION S.A. informa que a esta fecha aún no es posible determinar la magnitud del eventual impacto en su situación financiera a consecuencia del terremoto del pasado 27 de febrero de 2010.

En la medida que se vayan conociendo los antecedentes que permitan efectuar esa estimación, ésta será comunicada a la Superintendencia de Valores y Seguros, bolsas de valores y al público en general.

Sin perjuicio de lo anterior, a este instante la empresa ha repuesto el suministro eléctrico al 81% de sus clientes.

En lo que se refiere a seguros vigentes, CGE DISTRIBUCION S.A. cuenta con pólizas para cubrir el riesgo de daños a sus edificios, contenidos, existencias y equipo en general a consecuencia de sismos, con límite único y combinado de 500.000 unidades de fomento por cada evento”.

- Conforme a lo establecido en la Circular N° 660 de fecha 22 de octubre de 1986 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio de CGE DISTRIBUCION S.A., en su sesión de fecha 19 de marzo de 2010, acordó proponer a la Junta de Accionistas de la sociedad, citada para el día 19 de abril de 2010, el reparto de un dividendo definitivo N° 25 de \$ 46,10.- por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio 2009.

En la referida Junta se aprobó la propuesta del Directorio, de un dividendo definitivo N° 25 de \$ 46,10.- por acción que se pagó el día 28 de abril de 2010.

- Con fecha 8 de abril de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros, complementando la información, solicitada mediante Oficio Circular N°574 del 1 de marzo de 2010:

“Con respecto a la continuidad de las operaciones, se informa que a esta fecha la empresa tiene disponibilidad prácticamente del 100% de su red y que, en consecuencia, el estado de nuestras instalaciones nos permitirá atender toda la demanda que se presente durante el presente año.

En cuanto al deterioro de las instalaciones, plantas u otros activos físicos, se informa que la estimación del daño asciende aproximadamente a la suma de MM\$ 2.400, entre reparaciones y reposiciones, descontada la recuperación esperada por concepto de seguros, suma que representa el 0,46% del total de los activos consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2009.”

- Con fecha 30 de noviembre de 2010 se inicia el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de MM\$ 30.002 y representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

AUDITORES EXTERNOS

Los Estados Financieros de CGE DISTRIBUCIÓN S.A. correspondientes al ejercicio 2010 han sido auditados por la firma PricewaterhouseCoopers Consultores, Auditores y Compañía Limitada, designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 19 abril de 2010.





02

MARCHA DE
LA EMPRESA



MARCHA DE LA EMPRESA

PLAN DE REORGANIZACIÓN SOCIETARIA

En agosto de 2010, el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A., CGE, acordó por unanimidad aprobar el plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, con el propósito de simplificar su estructura de propiedad y de organizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de acuerdo a la situación geográfica y de negocios de las empresas eléctricas del Grupo CGE.

Para ello, el plan considera fusionar la filial de distribución del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN S.A., con aquella de las sociedades fusionadas en que se habrán incorporado la totalidad de los activos de distribución provenientes de las sociedades Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y Empresa Eléctrica de Talca S.A.

EMPRESAS ELÉCTRICAS AG

Durante 2010, CGE DISTRIBUCIÓN continuó participando activamente en Empresas Eléctricas AG, asociación que reúne a las principales empresas de distribución y transmisión del país.

Particularmente destacan las actividades desarrolladas en los siguientes temas:



- Elaboración de una propuesta para la incorporación de planes de eficiencia energética.
- Elaboración de una propuesta para la integración de la generación distribuida en baja tensión (medición neta).
- Elaboración de una propuesta para la implementación de medidas para evitar las caídas parciales de suministro de energía eléctrica.
- Elaboración de una propuesta de Norma Técnica de Calidad de Suministro para Sistemas de Distribución.
- Discusión relacionada con proyectos de reglamentos de Sistema de Transmisión Troncal, de Precios de Nudo, de Sistemas de Transmisión Adicional y de Servicios Complementarios.
- Elaboración de una propuesta para mejorar y agilizar los procesos de información relacionados con el registro de interrupciones de suministro.
- Seguimiento del proceso de estructuración y cálculo del ranking de empresas distribuidoras elaborado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Incorporación al Comité Chileno de la International Electrotechnical Commission (IEC); incorporación al Directorio del Área de Energía de Innova – Corfo y al Comité Nacional de Seguridad Energética.
- Avances para la creación de un Organismo Técnico Intermedio de Capacitación (OTIC) y un Organismo Técnico de Capacitación (OTEC), ambos orientados a capacitar a los trabajadores del sector eléctrico nacional en materias propias de su giro principal.

COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER)

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es un organismo internacional integrado por empresas y organismos del sector energético de los 10 países miembros de América del Sur, más un miembro asociado (Unesa, España) y otras entidades vinculadas, cuyo objetivo es desarrollar actividades de cooperación técnica con el fin de contribuir al mejoramiento de la eficiencia en la gestión empresarial y en la calidad del servicio, así como promover la integración y transacciones de energía de los mercados eléctricos del continente.

En noviembre de 2010, la Comisión de Integración Energética Regional designó como Vice-Presidente II a Mario Donoso Aracena, Gerente General de CGE DISTRIBUCIÓN.

Además, en diciembre de 2010 Mario Donoso, quien hasta esa fecha ocupaba el cargo de Vice-Presidente del CHICIER (capítulo chileno de CIER), fue elegido Presidente de dicho organismo, el cual está trabajando para adaptar este organismo a la nueva realidad institucional del país tras la creación del Ministerio de Energía.

ÁMBITO DE NEGOCIOS



CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en comunas del sur de la Región Metropolitana y de las regiones VI, VII, VIII y IX del país, prestando servicio a más de un millón trescientos mil clientes, tanto regulados, conforme a las concesiones de servicio público eléctrico de distribución que explota, como libres, conforme a los contratos de suministro de electricidad que de común acuerdo suscribe con éstos.

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2010:

LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN (KM)	10.394
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN (KM)	14.168
CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PROPIOS (MVA)	2.125
CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES PARTICULARES (MVA)	2.014
CLIENTES	1.311.176
ENERGÍA VENDIDA (GWH)	6.447

POLÍTICA DE INVERSIÓN

Durante el año 2010 se ha mantenido la política de realizar todas aquellas inversiones operacionales necesarias para abastecer el crecimiento del consumo de nuestros clientes, disminución de pérdidas eléctricas, mejorar la calidad del suministro eléctrico, en consideración a la normativa legal vigente, y renovar todas aquellas instalaciones que se encuentran al término de su vida útil.

Estas inversiones alcanzaron un monto de M\$ 17.255, destinados a obras de electrificación, ampliación y mejoramiento, equipamiento, renovación de instalaciones y control de pérdidas eléctricas.

POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO

Durante este periodo se ha continuado con la política de recurrir fundamentalmente a fuentes de financiamiento internas, que incluyen, aumentos de capital, retención de utilidades y depreciación, y a fuentes externas tales como: créditos bancarios y emisión de efectos de comercio. Dichos recursos permitieron efectuar las inversiones necesarias para satisfacer el crecimiento del mercado que atiende la empresa, la calidad técnica y seguridad de las instalaciones exigidas por la regulación vigente, abordar los daños causados por el terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010 y financiar el capital de trabajo requerido durante los meses de puesta en marcha de la nueva plataforma tecnológica SAP.

Con fecha 22 de octubre de 2010, CGE DISTRIBUCIÓN S.A., inscribió en el Registro de Valores de la SVS, la emisión de 6.823.000 acciones de pago, con cargo al aumento de capital aprobado en la 8ª Junta Extraordinaria de Accionista celebrada el 4 de octubre de 2010. Posteriormente, con fecha 30 de noviembre de 2010, se dio inicio al período de opción preferente, en el cual, el controlador Compañía General de Electricidad S.A. suscribió y pagó la suma de MM\$ 30.002 equivalente al 99,67% del total de la emisión.

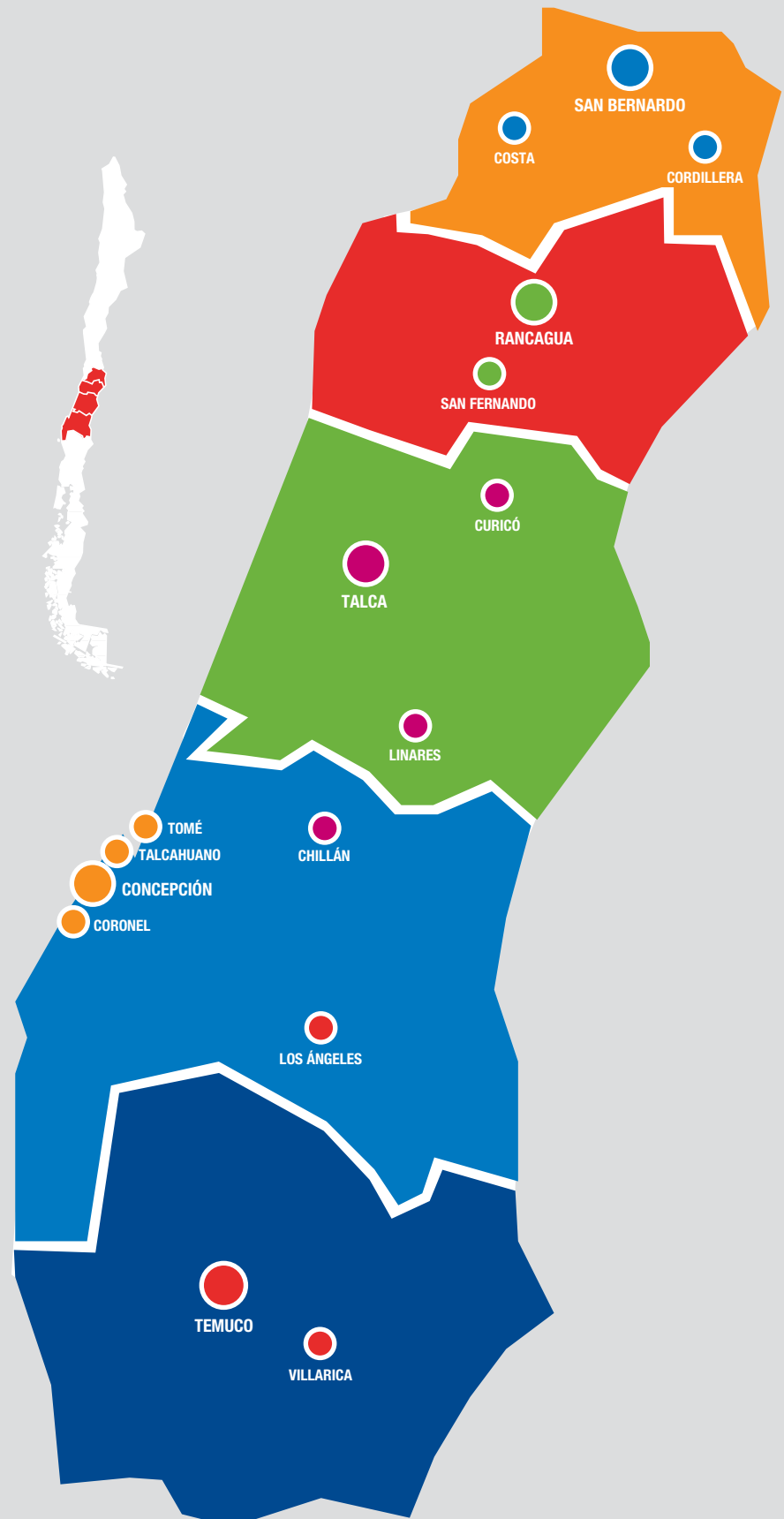
Durante el año 2010, la Sociedad contrató nuevos créditos bancarios de largo plazo por MM\$ 54.000, destacando el financiamiento de MM\$ 20.000 con Banco Estado, MM\$ 15.000 con Banco de Chile y MUF 890 con Banco Itaú.





NÚMERO DE CLIENTES POR ZONAL

● Zonal San Bernardo	392.307
● San Bernardo	160.503
● Costa	67.545
● Cordillera	164.259
● Zonal Rancagua	218.760
● Rancagua	121.695
● San Fernando	97.065
● Zonal Talca	246.171
● Talca	72.827
● Curicó	73.437
● Linares	40.196
● Chillán	59.711
● Zonal Concepción	271.287
● Concepción	103.666
● Talcahuano	69.358
● Coronel	68.921
● Tomé	29.342
● Zonal Temuco	182.651
● Los Ángeles	43.736
● Temuco	107.279
● Villarrica	31.636
Total Clientes	1.311.176





Asimismo, durante este ejercicio se ha continuado con las colocaciones de efectos de comercio con cargo a la línea inscrita en el año 2009. En este sentido, se colocaron las series 3A y 4A por MMS 10.000 cada una, en los meses de agosto y diciembre respectivamente, con el objeto de refinanciar el vencimiento de las series 1A y 2A.

Con el objeto de optimizar el uso de los recursos financieros, CGE DISTRIBUCIÓN ha continuado operando un contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE, lo que ha significado movimientos por más de MMS\$ 545.000.

Cabe destacar que CGE DISTRIBUCIÓN registra una clasificación riesgo para sus instrumentos de deuda de AA/Nivel 1+ otorgada por Feller Rate y AA-/F1+ por la agencia Fitch Ratings. La clasificación de CGE DISTRIBUCIÓN se fundamenta en el bajo perfil de riesgo del negocio en que participa y en la estabilidad asociada a sus flujos operacionales.

SERVICIO A CLIENTES

CGE DISTRIBUCIÓN, en su permanente búsqueda por otorgar el mejor servicio a sus clientes, tomó la decisión en el año 2007, de implementar un ambicioso plan de renovación de toda su plataforma informática. La solución seleccionada fue el sistema SAP, considerado entre los mejores y más completos software a nivel mundial.

Este cambio involucró la renovación de todos los sistemas computacionales, entre los que destacan:

- Sistema de gestión de clientes - CRM.
- Sistema administrativo-contable - ERP.
- Sistema de atención de órdenes de trabajo en línea.

A través de la nueva plataforma tecnológica se busca lograr mayor eficiencia en la gestión y procesos de la empresa, lo que permitirá entregar una mejor calidad de servicio a todos nuestros clientes.

Al respecto, si bien la puesta en marcha no estuvo exenta de dificultades de carácter transitorio, que fundamentalmente significaron en un principio el retraso en la entrega de boletas, se tomaron las medidas para dar pronta solución a los requerimientos de nuestros clientes.





FACTORES DE RIESGO

CGE DISTRIBUCIÓN realiza sus operaciones fundamentalmente en el mercado eléctrico nacional, prestando un servicio de primera necesidad, caracterizado por su estabilidad y constante crecimiento. Por esto, los factores de riesgo comercial se encuentran acotados a situaciones tales como cambios en los marcos regulatorios, cambios generales en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad.

En efecto, los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo objetivo es establecer un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, un rápido proceso de crecimiento con altas tasas de inversión, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución.

El mercado chileno ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

Al respecto, ante la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que dichos clientes sean abastecidos utilizando las instalaciones de distribución existentes, bajo opciones tarifarias de peajes de distribución.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2009, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE DISTRIBUCIÓN tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad, Colbún, Campanario Generación, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Diego de Almagro y Eléctrica Puntilla, acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Así, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con los clientes libres.





Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que la seguridad del sistema eléctrico, en cuanto al abastecimiento de la demanda, dependerá de las condiciones hidrológicas que se presenten y del comportamiento de los sistemas de transmisión y generación de energía.

Sumado a lo anterior, debe considerarse que la empresa ha tomado los resguardos adecuados para minimizar los riesgos asociados a otros ámbitos, como por ejemplo, los asociados a siniestros, manteniendo seguros habituales y normales de la industria.

En relación con el riesgo financiero, se debe señalar que el negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos estables y de largo plazo, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

Por otro lado, las empresas chilenas están sujetas a diversas leyes, regulaciones, decretos y órdenes relacionadas con el tema medioambiental. CGE DISTRIBUCIÓN cumple con las regulaciones que le son aplicables y se adaptará a aquellas que se impartan a futuro.





RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

Como parte del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCION tiene un programa de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) que se sustenta en los cuatro pilares de acción definidos por el Grupo CGE: Cultura, Educación, Innovación y Caridad.

APORTE EDUCACIONAL

En el 2010, CGE DISTRIBUCIÓN generó instancias de encuentros con la comunidad y de difusión para transmitir consejos de seguridad respecto de temas de gran interés e impacto en las personas. En este sentido se difundieron consejos sobre el buen uso del volantín, entregando mensajes educativos y preventivos sobre los peligros en la utilización de hilo curado y desarrollo del volantinismo en áreas no habilitadas, riesgos que se traducen en cortes, heridas, quemaduras y graves daños en niños y adultos.

Por otra parte, se difundieron consejos de seguridad y temas centrales del Plan de Contingencia preparado por CGE DISTRIBUCIÓN para evitar accidentes que pueden generarse debido al uso de cintas de cotillón metalizadas durante las celebraciones de fin de año, comúnmente llamada “challa metálica”. Para hacer frente a este tipo de situaciones, CGE DISTRIBUCIÓN, realizó un llamado a toda la comunidad a no lanzar bengalas de fantasía, conocidas como cotillón o challa metálica, en las cercanías de las redes e instalaciones eléctricas.

APORTE CULTURAL

En lo que ya es una tradición, con el propósito de entregar un aporte cultural a la comunidad, se realizó durante agosto, por duodécima vez consecutiva, la gira del Teatro Municipal.

En esta oportunidad el Ballet de Santiago presentó la famosa obra “Don Quijote” (Selecciones), uno de los ballets más emblemáticos a nivel mundial, gracias a la popularidad de la historia. Esta versión, que fue estrenada el 2009 en la sala principal del Teatro Municipal de Santiago, fue adecuada especialmente para la realización de esta gira.

La presentación que entregaron los bailarines del Teatro Municipal dirigidos por Marcia Haydée, llegó hasta las ciudades de Temuco, Concepción, Talca, Rengo y Santiago, en la comuna de San Bernardo.

Para CGE DISTRIBUCIÓN es muy importante acercar este tipo de espectáculos a las regiones, especialmente a las personas del sur del país que fueron golpeadas por el terremoto. Además, la realización de este tipo de actividades culturales es parte del compromiso con el desarrollo que la Compañía y empresas filiales del Grupo CGE tienen con las comunidades donde están presentes, convirtiéndose en socios constructivos que potencien el progreso y desarrollo.





MISION NOCHE BUENA

Con satisfacción queremos destacar que CGE DISTRIBUCION participó activamente en la realización de la campaña solidaria “Misión Noche Buena”.

En todo el país, el 2010 la campaña benefició a 21 mil familias de escasos recursos, equivalentes a 126 mil personas.

Cabe mencionar que “Misión Noche Buena” es una campaña solidaria que tiene por objetivo reunir fondos para entregar cajas de Navidad a familias de escasos recursos. Esta campaña es coordinada por la Fundación Grupo CGE en conjunto con la Iglesia Católica, la comunidad y las empresas que componen el Grupo.

En su 11º versión, esta actividad se desarrolló desde Arica hasta Punta Arenas -aprovechando la presencia del Grupo CGE en todo Chile-, con el apoyo de sus trabajadores, colegios, proveedores, gremios, organizaciones sociales y empresas de cada zona.

COMUNICACIONES EXTERNAS

Con el objetivo de hacer frente a nuevas necesidades de la Empresa, se creó el área de Comunicaciones Externas de CGE DISTRIBUCIÓN.

Durante el 2010 se llevó a cabo un Plan de Comunicaciones a nivel nacional, cuyo trabajo se centró en gestionar las comunicaciones de acuerdo a los lineamientos de la Compañía, fomentando y promoviendo las acciones implementadas por CGE DISTRIBUCIÓN como socio constructivo para el desarrollo de las regiones en las que está presente.







03

GESTIÓN
COMERCIAL



GESTIÓN COMERCIAL

En el año 2010 la energía vendida fue 6.447 GWh lo que representa un incremento de 1,3% respecto a la registrada el año 2009. Este bajo crecimiento se explica por el impacto en el suministro de energía en nuestros clientes, que tuvo el terremoto del 27 de febrero, siendo la zona de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN una de las más afectadas por esta catástrofe.

MERCADO Y PRINCIPALES CLIENTES

El mercado actualmente atendido por CGE DISTRIBUCIÓN presenta un incremento sostenido en el tiempo, respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de sus zonas de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa (página 43), mientras en el año 2001 la energía vendida fue de 2.929 GWh, en diciembre de 2010 ésta alcanzó los 6.447 GWh.

En tanto, mientras en el año 2001 los clientes totalizaban 630.000, esta cifra aumentó a 1.311.000 en el año 2010. Esto representa un incremento de 2,4% respecto al año 2009.



AÑO	ENERGÍA VENDIDA (GWH)	DEMANDA MÁXIMA EN HORAS PUNTA	CLIENTES AL 31 DE DICIEMBRE (MILES)
2001	2.929	571	630
2002	3.077	601	658
2003	3.334	641	680
2004	3.557	664	702
2005	5.338	921	1.047
2006	5.695	954	1.081
2007	6.493	1.106	1.214
2008	6.364	1.040	1.249
2009	6.362	1.030	1.280
2010	6.447	1.112	1.311

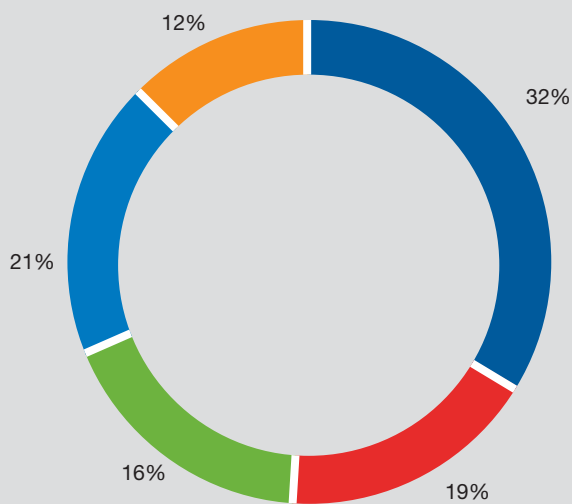
Por otra parte, la energía comprada en media tensión alcanzó los 7.015 GWh, con un aumento de 1,2% respecto del año 2009. Las pérdidas de energía de CGE DISTRIBUCIÓN fueron de 7,73%, en el Sistema de Distribución, mostrando una disminución de 0,36 puntos respecto al año 2009.

La competencia que enfrenta CGE DISTRIBUCIÓN en sus zonas de concesión se refiere básicamente al suministro a clientes no sujetos a fijación de precios, con los cuales normalmente se establecen contratos de mediano o largo plazo, donde el precio de los servicios se conviene libremente entre las partes. Estos clientes pueden negociar su abastecimiento eléctrico con empresas generadoras u otras entidades y representan aproximadamente un 16% de las ventas físicas.

La facturación está constituida principalmente por venta de energía a clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente. La facturación del principal cliente, no supera el 3% del total de la facturación anual. Por lo tanto, existe una importante diversificación por tipo de cliente.

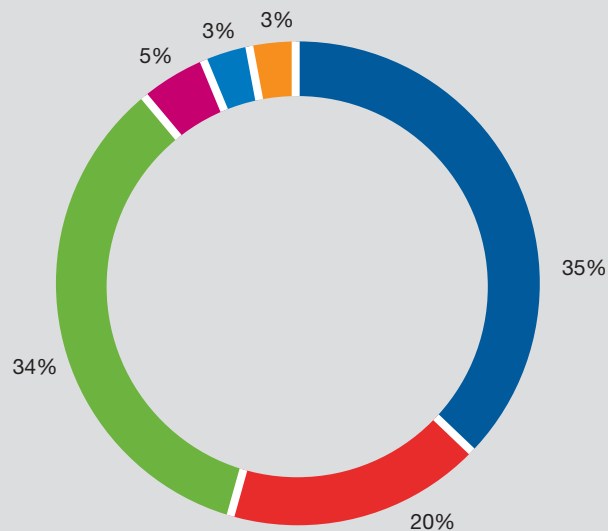


ENERGÍA FÍSICA VENDIDA POR ZONAL AÑO 2010



- San Bernardo
- Rancagua
- Talca
- Concepción
- Temuco

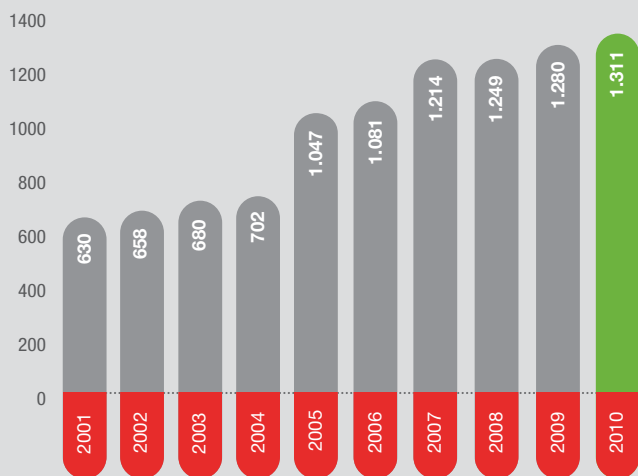
ENERGÍA FÍSICA VENDIDA POR ACTIVIDAD AÑO 2010



- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Agrícola / Riego
- Alumbrado público
- Consumos propios y otros

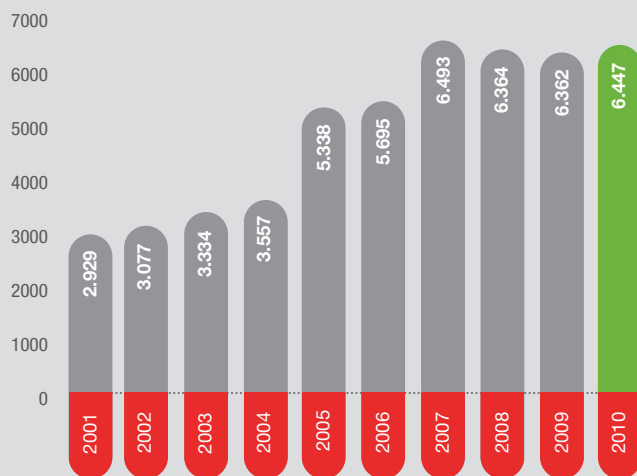
CLIENTES

(MILES A DICIEMBRE DE CADA AÑO)



ENERGÍA VENDIDA

(GWH)





TARIFAS DE SUMINISTRO

Las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados continuaron ajustándose periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo 191° del DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y según lo dispuesto en el Decreto N° 385 de 2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 8 de abril de 2009, pero con vigencia a contar del 4 de noviembre de 2008.

Por otra parte, las tarifas de compra de energía establecidas en diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultados de los procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, en cumplimiento de las modificaciones legales efectuadas en los últimos años, son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio. Así, durante el año 2010 fueron publicados los decretos N° 1, con vigencia a contar del 1 de enero de 2010; N° 60 con vigencia a contar del 1 de marzo de 2010; N° 80 con vigencia a contar del 1 de abril de 2010 y; N° 83 con vigencia a contar del 1 de mayo de 2010; todos del Ministerio de Energía. Aún se encuentran pendientes de publicación los decretos que tendrán vigencia a contar del 1 de agosto de 2010, 1 de septiembre de 2010, 1 de octubre de 2010 y 1 de noviembre de 2010.

Por otro lado, los precios de subtransmisión aplicados durante el año 2010 en las tarifas finales de los clientes sujetos a fijación de precios fueron fijados mediante el decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009, e indexados en conformidad con lo dispuesto en la normativa.

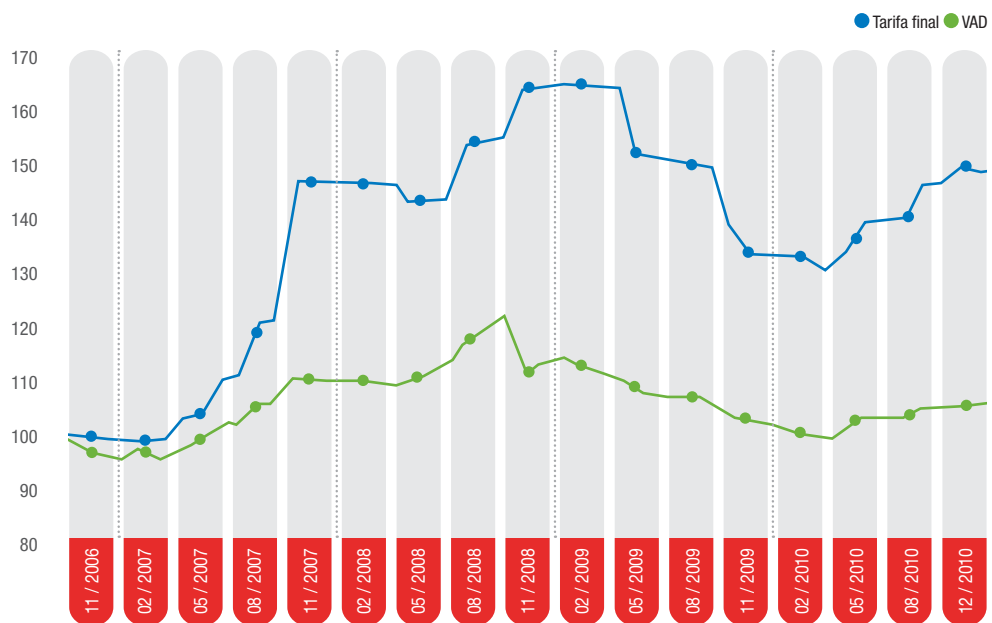
Así, durante el presente período, como consecuencia de la aplicación de las fijaciones ya referidas, considerando incluso aquellas que se encuentran pendientes de publicación, las cuales serán reliquidadas una vez que se materialicen las correspondientes publicaciones, se produjo un aumento del 12,1% en el nivel promedio de precios a público correspondiente a tarifas reguladas, el que se explica fundamentalmente por un incremento de los precios de compra en el Sistema Interconectado Central y de la remuneración del Sistema de Transmisión del 13,9%, y un aumento del valor agregado de distribución que alcanzó al 4,4%.





EVOLUCIÓN NOMINAL DE TARIFA REGULADA Y DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

BASE NOVIEMBRE DE 2006





PLAN DE CONTROL DE PÉRDIDAS

Durante el año 2010 se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía. Se logró la configuración de 16.640 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó los 41,4 GWh por concepto de consumo no registrado y una mayor facturación estimada de 13,8 GWh asociada a los servicios regularizados.

PRODUCTOS Y SERVICIOS

Durante el año 2010 se realizaron proyectos de eficiencia energética por medio de los cuales nuestros clientes ahorraron energía y contribuyeron al medio ambiente. Dentro de ellos se puede destacar la instalación de colectores solares térmicos en la Viña San Pedro, los cuales aportarán agua caliente para las etapas de estabilización del vino y relleno de calderas de vapor de procesos, lo que generará una reducción de emisiones de CO² de 78 toneladas al año.

Dentro de las líneas de nuevos negocios se encuentra la de iluminación ornamental, la cual tiene como objetivo decorar las ciudades con adornos para las festividades, el cual ha significado un importante aporte para los Municipios.

Además, durante el ejercicio 2010, CGE DISTRIBUCIÓN participó en una serie de negocios complementarios al suministro eléctrico tanto regulados, singularizados en el decreto 197 del año 2004, reemplazado por el decreto 197 del año 2009, ambos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, como no regulados, tales como arriendo de equipos eléctricos, construcción de instalaciones interiores eléctricas y urbanizaciones eléctricas, entre otros.





SUBSIDIO TRANSITORIO AL PAGO DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Con el propósito de verificar el grado de cumplimiento y exactitud de la información entregada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en relación a los procesos de subsidios asociados a los Decretos Supremos N° 329/2007, 193/2008 y 379/2008, todos del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, esa Superintendencia instruyó auditar los procedimientos de identificación de beneficiarios y pagos de los subsidios aplicados por CGE DISTRIBUCIÓN.

La auditoría contempló la verificación de los procesos de cotejo de direcciones, abonos de subsidios en cuenta eléctrica y exactitud de la información proporcionada a la Superintendencia. Las conclusiones fueron satisfactorias, señalando en lo principal que los procedimientos cumplen con la normativa emitida por el ente rector.

ELECTRIFICACIÓN DE ALDEAS Y SOLUCIONES INDIVIDUALES A RAIZ DEL TERREMOTO

Producto del terremoto del 27 de febrero, junto a EMELECTRIC se llegó a un acuerdo con el Gobierno para la electrificación de 16.000 viviendas de emergencia ubicadas en aldeas o campamentos y en sitios individuales, entre la Región Metropolitana y la IX Región, programa financiado por partes iguales tanto por el Gobierno como por CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC.

De este modo, CGE DISTRIBUCIÓN refuerza su compromiso con el desarrollo regional y su rol de socio constructivo en las comunidades donde está presente.

CALIDAD DE SERVICIO Y ORIENTACIÓN AL CLIENTE

En octubre se concluyó el estudio 2010 de calidad de servicio, en el cual se midió la lealtad de los clientes con CGE DISTRIBUCIÓN y la calidad de servicio percibida por estos. Esta encuesta se realizó utilizando la metodología SERVQUAL para la medición de la calidad percibida y la metodología de Net Promoting Score para la medición de lealtad de clientes.

La encuesta de calidad de servicio 2010 entregó información relevante de la percepción que tuvieron los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN lo cual permite desarrollar políticas para mejorar la experiencia de los clientes en los puntos de contacto.







04

GESTIÓN
REGULATORIA



GESTIÓN REGULATORIA

El marco regulatorio que norma la actividad principal de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra definido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción -Ley General de Servicios Eléctricos-, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

CONTRATOS DE SUMINISTRO PARA CLIENTES REGULADOS

En conformidad con lo dispuesto en el artículo 131° del DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Ley General de Servicios Eléctricos, y con el objeto de disponer de energía que permitiera satisfacer el consumo de los clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN efectuó diversas licitaciones que culminaron con la suscripción de contratos de suministro con los generadores Endesa, Colbún, Campanario, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Puntilla y Eléctrica Diego de Almagro, todos los cuales iniciaron su vigencia a contar del 1 de enero de 2010.

Mediante la suscripción de dichos contratos, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro para sus clientes sujetos a fijación de precios.

Este proceso determinó una nueva modalidad de compra y traspaso de costos de suministro a los clientes finales, la cual ha sido aplicada durante el año 2010, en virtud de las modificaciones de la ley Eléctrica del año 2005. En efecto, el artículo 157° de la Ley señala que las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos y, en caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria debe ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que es absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.

AUMENTOS Y RETIROS DE INSTALACIONES

Con fecha 29 de enero de 2010, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2009.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 909 del 28 de abril de 2010, SEC rechazó una parte de las instalaciones comunicadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, por considerarlas innecesarias o excesivas, y otra parte, por no haberse ajustado al plan de cuentas establecido por SEC o por otras causales no tipificadas en la ley.

Considerando que el rechazo efectuado por SEC no tiene efectos materiales, dado que la tasa de rentabilidad económica de la industria se encuentra por debajo de su límite superior, CGE DISTRIBUCIÓN decidió no presentar ningún tipo de recurso en contra de la Resolución Exenta N° 909/2010, ya referida.

COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Mediante Resolución Exenta N° 3670, del 13 de diciembre de 2010, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2009.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 2,5% en el valor presentado por CGE DISTRIBUCIÓN y del 3,4% del total de la industria.

PROCESO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

Debido a que existen fundadas estimaciones de que la reducción efectuada no tendrá efecto material en el proceso de chequeo de rentabilidad de la industria, correspondiente al ejercicio 2009, CGE DISTRIBUCIÓN decidió no presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, por la fijación de costos de explotación efectuada por SEC mediante la citada Resolución Exenta N° 3670/2010.

Durante el año 2010 continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos, en su Dictamen N° 15-2009, resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011- 2014.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse del Capítulo II de las Bases Definitivas, el punto 4.5 denominado "De Las Economías de Ámbito y Escala", lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.





DICO



PROCESO DE TARIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión, las que se realizaron entre el lunes 23 y el miércoles 25 de agosto de 2010.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

Durante el año 2010, continuó desarrollando el proceso de tarificación del Sistema Troncal para el cuatrienio 2011-2014.

En ese contexto, mediante carta CNE N° C09/1528, de fecha 15 de octubre de 2009, la Comisión Nacional de Energía solicitó a las empresas participantes del proceso el envío de los patrocinios necesarios para la designación de los integrantes del Comité de Licitación, Adjudicación y Supervisión del Estudio de Transmisión Troncal, el cual está conformado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de empresas generadoras que inyectan en el troncal, uno de los distribuidores y un representante de los clientes libres.

Posteriormente, en su Resolución Exenta N° 1195, de fecha 11 de noviembre de 2009, la Comisión aprobó la constitución de dicho Comité, siendo designado como representante de las empresas distribuidoras Francisco Sánchez Hormazábal, Gerente de Regulación y Mercado Eléctrico de CGE DISTRIBUCIÓN.

Dicho Comité, en el mes de febrero de 2010, efectuó la evaluación de las propuestas recibidas para la elaboración del Estudio de Transmisión Troncal, el que fue adjudicado al Consorcio Synex-Mercados-Electronet-Quantum.

Posteriormente, el 6 de enero de 2011, la Comisión Nacional de Energía comunicó la publicación en su página web del Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal, aprobado por el Comité de Licitación, Adjudicación y Supervisión del Estudio con fecha 31 de diciembre de 2010. Dicho informe contiene el resumen de resultados del Estudio de Transmisión Troncal, incluyendo las instalaciones troncales del SIC y del SING, sus correspondientes VI, AVI y COMA, las respectivas fórmulas de indexación, el área de influencia común, la determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo de las instalaciones existentes y la determinación de los planes de expansión del SIC y del SING.

La Comisión Nacional de Energía, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del estudio, debe convocar a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor deberá exponer los resultados del estudio de transmisión troncal. En el plazo de quince días contado desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Una vez concluido el procedimiento de audiencia pública, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión debe elaborar un Informe Técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

A partir de la recepción de dicho Informe Técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión, las que deben ser resueltas por el Panel de Expertos dentro



de treinta días. Transcurrido dicho plazo sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibido el dictamen del Panel de expertos, la Comisión debe remitir al Ministerio de Energía, dentro de los siguientes quince días, el Informe Técnico y sus antecedentes y en su caso, el dictamen del Panel de Expertos.

El Ministro de Energía, dentro de quince días de recibidos los informes, fijará las instalaciones existentes que integran el Sistema Troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, AVI del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años.

PANEL DE EXPERTOS

Mediante Resolución Exenta N° 344 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial del 29 de julio de 2010, y en conformidad con la decisión del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, fueron nombrados como integrantes del Panel de Expertos, los ingenieros civiles don Guillermo Espinoza Inhen, don Germán Henríquez Véliz, don Rodrigo Iglesias Acuña y el abogado don Enrique Sepúlveda Rodríguez, todos por un período de 6 años a contar del 15 de julio de 2010.

Así, el Panel de Expertos queda integrado por las personas ya individualizadas, a los que se agregan los ingenieros Pablo Serra Banfi y Luis Vargas Díaz y la abogada doña Blanca Palumbo Ossa, nombrados por un período de 6 años a contar del 17 de julio de 2007.

Adicionalmente, en ese mismo acto fue nombrado en el cargo de Secretario Abogado del Panel de Expertos, el abogado don Francisco Agüero Vargas, también por un período de 6 años.

REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El CDEC-SIC y el CDEC-SING, respectivamente, comunicaron a sus integrantes la publicación de un borrador de Reglamento de Servicios Complementarios, enviado por la Comisión Nacional de Energía en su carta CNE N° 716 del 21 de septiembre de 2010, y solicitaron observaciones.

Complementariamente, la propia Comisión Nacional de Energía solicitó a Empresas Eléctricas AG que le hiciera llegar las observaciones sobre dicho reglamento.

Dicho reglamento pretende establecer las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200 MW, considerando las siguientes categorías generales:

- Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS.
- Los servicios cuya prestación supone la operación forzada de unidades de generación durante la operación normal del sistema, a un costo de operación superior al costo marginal del sistema.
- La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio.
- Los servicios consistentes en la operación de unidades de generación para apoyar planes de recuperación de servicio.
- Los servicios de desprendimiento de carga automático.





Así, las empresas agrupadas en Empresas Eléctricas AG, entre las cuales se cuenta CGE DISTRIBUCIÓN, hicieron llegar sus observaciones a la Comisión Nacional de Energía. Las principales observaciones efectuadas dicen relación con:

- Las facultades que se le otorgan al CDEC para instruir inversiones obligatorias
- Las facultades que se le otorgan al CDEC para fijar los precios de los servicios complementarios.
- La remuneración a los clientes finales por EDACs.

REGLAMENTO DE ESTUDIO TRONCAL

Mediante carta DP N° 0592/2010, de fecha 2 de noviembre de 2010, el CDEC-SIC comunicó a sus empresas integrantes la publicación en la red CDEC de un borrador del Reglamento para la Valorización, Expansión e Interconexión de Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, enviado por la Comisión Nacional de Energía en su carta CNE N° 793 del 28 de octubre de 2010, y solicitó observaciones.



Complementariamente, la Comisión Nacional de Energía solicitó a Empresas Eléctricas AG que le hiciera llegar sus observaciones a dicho borrador de reglamento.

Dicho reglamento pretende establecer las disposiciones aplicables al proceso de determinación y valorización de las instalaciones pertenecientes a sistemas de transmisión troncal, al desarrollo de planes de expansión, a la determinación de los cargos por uso de sistemas de transmisión troncal y a la interconexión de instalaciones con los sistemas de transmisión troncal.

Las empresas del Grupo CGE presentaron sus observaciones en conjunto con el resto de las empresas agrupadas en Empresas Eléctricas AG.

REGLAMENTO DE LICITACIONES

Sobre la base de la aplicación práctica que ha experimentado el Reglamento de Licitaciones, Decreto N° 4-2008, ha surgido la necesidad de analizar eventuales modificaciones por lo que la Comisión Nacional de Energía ha solicitado a las empresas, mediante carta CNE N° 0294 del 26 de marzo de 2010, que le hagan llegar sus observaciones.

Así, durante el mes de abril de 2010, las empresas distribuidoras del Grupo CGE presentaron sus observaciones a la Comisión Nacional de Energía, las cuales principalmente dicen relación con:

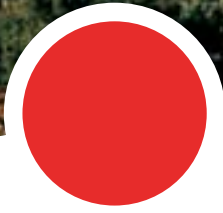
- La flexibilización de plazos, especialmente cuando se trate de bloques de energía que no representen más del 5% de la energía requerida por la concesionaria.
- Permitir que, cuando dos o más distribuidoras se coordinen para efectuar una licitación en forma conjunta por la suma de sus suministros individuales a contratar, las bases puedan indicar los montos requeridos por el conjunto de ellas y/o por cada una.
- Facultar a las empresas para establecer puntos de compra en barras que no necesariamente correspondan a instalaciones troncales.
- Eliminar la condición impuesta para que las transferencias que se efectúen entre concesionarias por los excedentes de suministro contratado, siempre que dichas transferencias mantengan las características esenciales del suministro contratado originalmente, deban contar con la autorización del suministrador correspondiente.





05

GESTIÓN
ADMINISTRATIVA
Y FINANCIERA



GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA

MODELO DE GESTIÓN

Durante el año 2010, se continuó con el modelo de gestión implementado en 2009, que ha permitido fijar objetivos comunes de largo plazo, dando una mirada integral a la organización, impulsando el desempeño de las personas y el trabajo en equipo.

GESTIÓN FINANCIERA

Clasificación de riesgos: Durante el presente ejercicio los títulos de deuda emitidos por CGE DISTRIBUCIÓN fueron clasificados por las firmas Feller Rate y Fitch Ratings.

La clasificación vigente al 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

CLASIFICADORA	CLASIFICACIÓN
FELLER RATE	AA
FITCH RATINGS	AA -

EFFECTOS DE COMERCIO

En el mes de junio de 2009, la compañía inscribió en la Superintendencia de Valores y Seguros una línea de efectos de comercio por MUF 1.000 con un plazo de vencimiento a 10 años. Con cargo a esta línea se emitieron dos series de pagarés desmaterializados sin intereses, colocados a descuento, con plazo de pago a un año. La serie 3A en el mes de agosto de 2010 por MM\$ 10.000 y la serie 4A en el mes de diciembre 2010 por MM\$ 10.000. Dicha emisión estuvo compuesta por una serie a 364 días, la cual se colocó a una tasa de interés de 0,11% nominal mensual.

SEGUROS

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, como también riesgos operacionales (multirriesgo industrial), responsabilidad civil, seguro de vida para el personal en caso de accidentes, operaciones de transporte y vehículos motorizados.





PRINCIPALES PROVEEDORES

Los principales proveedores de CGE DISTRIBUCIÓN están asociados al abastecimiento del suministro eléctrico, la provisión de materiales y equipos eléctricos, a la prestación de servicios informáticos y de comunicaciones y a la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2009, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE DISTRIBUCIÓN tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad, Colbún, Campanario Generación, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Diego de Almagro y Eléctrica Puntilla, acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Así, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con los clientes libres.

El principal proveedor de materiales y equipos eléctricos es la empresa relacionada Comercial & Logística S.A. con la cual existe un contrato vigente para la constante provisión de éstos.

El servicio informático y de comunicaciones es brindado por la empresa relacionada Binaria S.A., con la cual existe un contrato vigente para la constante provisión de éstos.

La prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida es prestado principalmente por la empresa relacionada Tecnet S.A., con la cual existen contratos vigentes.

PROPIEDADES

Para el desarrollo de sus negocios, CGE DISTRIBUCIÓN arrienda distintos inmuebles, principalmente a la empresa relacionada Inmobiliaria General S.A.. Actualmente, CGE DISTRIBUCIÓN es propietaria de 10 inmuebles ubicados en la VII Región, principalmente destinados a oficinas comerciales y bodegas, referidos en la nota número 14 "Propiedades y Equipos" de los Estados Financieros.





06

GESTIÓN
DE PERSONAS



GESTIÓN DE PERSONAS

DATOS GENERALES DE LA GESTIÓN

Durante este año la dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN pasó de 901 a 1.040 colaboradores, lo que representa un incremento de 15,4% producto del traspaso total del personal de EMELECTRIC a CGE DISTRIBUCIÓN, lo que significó la contratación de 139 colaboradores.

La dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN al 31 de diciembre de cada año se conforma de la siguiente manera:

	2009	2010
GERENTES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	21	32
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	357	404
TRABAJADORES ADMINISTRATIVOS Y ESPECIALIZADOS	525	604
TOTAL DE TRABAJADORES	901	1.040

Las remuneraciones y provisiones efectuadas a favor de los Gerentes y Ejecutivos Principales o personal clave de CGE DISTRIBUCIÓN durante el ejercicio 2010, ascendieron a MM\$ 3.331, de los cuales MM\$ 2.709 correspondieron a remuneración fija y MM\$ 622 a remuneración variable, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en su sesión N° 75 del 28 de enero de 2010. Estos bonos son otorgados producto de la evaluación que el Directorio hace del desempeño de su equipo ejecutivo, evaluación que depende del cumplimiento de los objetivos de la sociedad y del cumplimiento individual.

Un detalle de las remuneraciones del personal clave se encuentra en la nota 8.2.2. "Remuneración del Equipo Gerencial" de los Estados Financieros incluidos en la presente memoria.

En el nivel ejecutivo de CGE DISTRIBUCIÓN se efectuaron los siguientes nombramientos: en enero de 2010 fue designado Subgerente Comercial y Administrativo de la Gerencia Zonal Talca el señor Roberto Medina R., quien ocupara el cargo de Jefe Zonal de Grandes Clientes en la misma zonal, y en julio de 2010 se nombró en el cargo de Subgerente de Contabilidad a la señora Diva Mondaca G., profesional perteneciente a la Subgerencia de Control de Gestión con vasta experiencia en el uso y manejo de las funcionalidades del sistema de información implementado recientemente en la Empresa.

Por otro lado, se creó el Departamento de Comunicaciones, contando actualmente con un equipo de siete periodistas distribuidos en Oficina Central y cada una de las respectivas Gerencia Zonales, con el propósito de fortalecer la relación con los grupos de interés de la Empresa e implementar un sistema de comunicaciones internas a fin de entregar de manera oportuna y clara los mensajes estratégicos de la Compañía.

En el marco de propender al mejoramiento continuo, optimizando el espacio físico de oficinas, reduciendo el gasto en fotocopiado, transporte de documentación y evitar mermas innecesarias, la Gerencia de Gestión de Personas impulsó la digitalización de las carpetas personales de los colaboradores. Este proyecto en marcha permitirá, entre otros beneficios, resguardar debidamente la información confidencial, teniendo un repositorio virtual en El Portal de CGE DISTRIBUCIÓN con accesos diferenciados por tipos de usuarios y ubicación de cada uno de ellos.





RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN



Se realizaron 103 procesos de selección, de los cuales 42 fueron promociones internas, promoviendo el desarrollo de carrera de los colaboradores dentro de la Empresa.

Fortaleciendo las gestiones realizadas durante el año anterior, en el 2010, la Gerencia de Gestión de Personas, a través de su Departamento de Selección y Desarrollo coordinó actividades con importantes universidades del país -entre las que pueden citarse la Pontificia Universidad Católica, la Universidad de Santiago de Chile, la Universidad de Concepción, la Universidad de la Frontera, la Universidad de Chile e Inacap- potenciando de esta manera los lazos entre la Empresa y dichas casas de estudio, y posicionándose como una empresa atractiva para los nuevos talentos que ingresan al mercado laboral.

Algunas de las actividades realizadas con alta convocatoria en las diferentes zonas geográficas del país corresponden a la participación en ferias laborales en Santiago y Temuco, la ceremonia de titulación de ingenieros en electricidad de la Universidad de Santiago de Chile, desayunos con alumnos de los últimos años de la carrera de Ingeniería Eléctrica en Concepción y Temuco, junto con la guía y apoyo por parte de algunos ejecutivos de la Empresa a alumnos de Ingeniería Industrial de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

CAPACITACIÓN

Durante el año 2010 se dictaron alrededor de 58.000 horas de capacitación (722 cursos), gran parte de ellas dedicadas a brindar apoyo a la implementación del sistema SAP. Es importante recalcar en este punto, que los programas y cursos fueron organizados, desarrollados y ejecutados por personal interno que destacó en su rol de relator.

Se benefició a 81 personas con becas de estudio generales y de excelencia, impulsando el crecimiento profesional de nuestros colaboradores para que logren enfrentar los desafíos del negocio, con herramientas actualizadas y demostrando las competencias requeridas para el cargo.

Dados los acontecimientos ocurridos durante este año, caracterizado por situaciones adversas, cabe destacar la realización de 35 talleres, enfocados en apoyar a los colaboradores y sus familias para aminorar dichos impactos, fortaleciendo los lazos entre la empresa y sus trabajadores.

ENCUESTA DE CLIMA

Con el propósito de medir la experiencia que perciben los colaboradores de CGE DISTRIBUCIÓN respecto a su vida laboral, y con ello evaluar el grado de satisfacción y lealtad del personal, durante el mes de septiembre se aplicó, a través de internet, la "Encuesta de Experiencia de Vida Laboral", herramienta probada en el mercado que permitió obtener una medición base respecto a variados tópicos que están presentes en el quehacer de CGE DISTRIBUCIÓN, y que facilitarán el orientar eficazmente políticas idóneas que contribuyan a alcanzar los objetivos organizacionales.

Cabe destacar, el nivel de participación alcanzado bordeó el 97,1%, antecedente que compromete la gestión de la Empresa por encauzar adecuadamente sus esfuerzos para que el clima laboral vaya en permanente mejora. Se llevó a cabo una campaña de difusión interna de la misma para su aplicación y comunicación de resultados.

GESTIÓN DEL BIENESTAR

Durante el año 2010 el Departamento de Bienestar desarrollo diversas actividades orientadas a cubrir las necesidades de los colaboradores, referidas principalmente a temas de salud, educación e integración de los trabajadores y sus familias:

- **Salud:** la gestión contempló el funcionamiento de convenios con prestadores de salud y seguros complementarios. Destacaron actividades masivas como: Vacunación, Programas de Medicina Preventiva y Gimnasia de Pausa, todas ellas tendientes a mejorar la calidad de vida de los colaboradores.



PREVENCIÓN DE RIESGOS Y MEDIO AMBIENTE

- **Educación:** durante el año 2010 el programa de becas de estudios superiores para hijos de trabajadores entregó 408 becas, de las cuales 100 corresponden a becas de excelencia, asignadas a aquellos estudiantes de excelente rendimiento académico.
- **Integración:** entre las múltiples actividades orientadas a los colaboradores y la integración de sus familias destacan: “Aniversario Empresa”, “Día del Trabajador Eléctrico”, “Fiestas de Navidad y de Fin de Año”, instancia que posibilitó la integración de las parejas de los colaboradores. Asimismo se agregan el Taller para la Familia, actividades recreativas y el constante apoyo a los clubes deportivos.

Mención aparte merece la gestión desarrollada durante las semanas posteriores al terremoto del 27 de febrero, instancia en la que se activaron las redes de apoyo para colaborar en temas de salud, principalmente en lo relativo a la coordinación para el acceso oportuno a medicamentos para colaboradores y familiares que habitan en las ciudades que se vieron mayormente afectadas, y para las cuales el acceso a estas prestaciones se vio restringida.

En otro ámbito se atendieron las necesidades de apoyo y contención a las familias afectadas, así como la entrega de préstamos especiales. Es importante destacar el trabajo mancomunado que prestaron todas las zonas, orientando la tarea a una atención oportuna hacia la entrega de soluciones.

En lo que se refiere a la gestión de la prevención de riesgos y medio ambiente, este año se llevaron a cabo la gestión de diferentes acciones, tales como:

- **Capacitación:** durante el 2010 se impartieron más de 25.000 horas-hombre de capacitación en cursos y charlas presenciales y bajo la modalidad e-learning, al personal propio y de contratistas con relatores internos y apoyo de la Asociación Chilena de Seguridad.
- **Semana de la Prevención de Riesgos y Medio Ambiente:** en coordinación con los Grupos de Prevención de Riesgos (GPR) y Comités Paritarios de Higiene Seguridad y de Faenas, organizó y desarrolló la semana de la Prevención de Riesgos y Medioambiente, instancia de difusión y apoyo de la labor de prevención hacia la comunidad, personal contratistas y familiares.
- **Distinciones recibidas:**
En el mes de mayo del año 2010, el Consejo Nacional de Seguridad de Chile en el marco del Concurso Nacional Anual de Seguridad correspondiente al año 2009, otorgó las siguientes distinciones:
 - Premio “Excelencia en Prevención de Riesgos” a las Administraciones de: Rancagua, San Fernando, Curicó, Chillán, Temuco, Oficina Central y Santa Cruz de EMELECTRIC.
 - Premio “Consejo Nacional de Seguridad”, el cual fue otorgado a CGE DISTRIBUCIÓN y a las Administraciones de San Bernardo, Rancagua, San Fernando, Curicó, Talca, Chillán, Concepción, Temuco y Oficina Central.
Premio “Esfuerzo en Prevención de Riesgos”, otorgado a nuestra empresa CGE DISTRIBUCIÓN y a las Administraciones de: San Bernardo, Talca y Concepción.

En julio, en ceremonia efectuada en el marco de la entrega de premios anuales de seguridad, la ACHS hizo entrega al colaborador Sr. Pedro Quiroz San Martín de la Administración de Los Angeles, de un reconocimiento al mérito como trabajador destacado en Prevención de Riesgos.

En el mes de diciembre, las diferentes Zonales de CGE DISTRIBUCIÓN recibieron de parte de la ACHS, los certificados de Nivel de Desarrollo Preventivo, donde se certifica que la Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional de la empresa



y sus zonales han sido evaluadas según el reglamento de auditoría del Sistema de Gestión GPS – ACHS, alcanzando el Segundo Nivel de Desarrollo Preventivo.

- **Encuentro de expertos en prevención de riesgos de empresas eléctricas del Grupo CGE:** En el mes de noviembre, CGE DISTRIBUCIÓN organizó en Santiago, el 2º encuentro que reunió a 27 profesionales expertos en Prevención de Riesgos de Empresas Eléctricas Filiales de CGE.
- **Administraciones reconocidas con el Premio en Prevención de Riesgos:** en el ámbito de la preservación de la cultura de autoprotección y seguridad en la actividad laboral, cabe consignar las ceremonias de reconocimiento a los colaboradores de Linares y Chillán, quienes fueron premiados por haber cumplido 3.000 y 4.000 días sin tiempo perdido por accidentes laborales.
- **Tasa de Siniestralidad Efectiva de Accidentes del Trabajo y Enfermedades Profesionales:** de acuerdo a lo establecido en el D.S. N° 67 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, CGE DISTRIBUCION mantiene la Cotización Adicional de 0,00% durante el período de enero a diciembre del año 2011.

COMUNICACIONES INTERNAS

Con el objeto de poder transmitir adecuadamente cada una de las acciones de la compañía, en el año 2010 se decidió la creación del Departamento de Comunicaciones Internas encargado de potenciar las distintas acciones en ese sentido. Resultado del trabajo realizado en esa instancia, es que se llevaron adelante una serie de iniciativas dentro de las cuales destaca:

Desarrollo del Mix de Medios Internos

Con el objeto de tener canales de comunicación adecuados para que los colaboradores estén informados de los mensajes estratégicos de la Compañía, así como del acontecer diario de la misma es que se trabajó intensamente en el desarrollo de los medios internos, su medición mensual y la creación de una carta gerencial con la marcha de la empresa.

- **Portal:** se incentivó la actualización diaria del mismo con total cobertura a las diferentes actividades en la empresa, así como el desarrollo de subsitios locales para cada zonal. Además se implementaron nuevas aplicaciones utilitarias para los usuarios.
- **Comunicando:** se continuó la utilización de este medio oficial esta vez segmentado por públicos y a su vez por temáticas, permitiendo entregar informaciones fluidas y oportunas a los colaboradores.
- **Diarios Murales:** A fin de que los colaboradores que no cuentan con medios electrónicos estén informados, se implementó la actualización quincenal de este medio, con informaciones provenientes de cada una de las zonales y Oficina Central.
- **Enfoque Mensual:** Mensualmente el Gerente General elabora una editorial digital donde se refiere a temas contingentes a la marcha de la empresa. Además, este medio va asociado a entrevistas en profundidad a colaboradores de la empresa.



RELACIONES LABORALES

A través de Oficina Central y de las Gerencias Zonales, se ha buscado potenciar el desarrollo de los trabajadores y otorgarles cada vez mejores condiciones laborales. Así, es como se ha trabajado en conjunto con cada una de las organizaciones sindicales en ofrecer soluciones a las inquietudes de los colaboradores. En ese sentido es que el año 2010 se continuó el programa de Encuentros de Relaciones Laborales, el que en esta oportunidad se realizó en la ciudad de Los Ángeles, donde se centró el trabajo en “Negociaciones Colaborativas”.

Destacamos el cierre del Convenio Colectivo entre la empresa y los sindicatos Interregional de Trabajadores de Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule y Sindicato de Empresa de Trabajadores Administrativos y Electromecánicos de Empresa Eléctrica Melipilla, Colchagua y Maule, celebrado el 8 de abril de 2010.





07

GESTIÓN
TÉCNICA



GESTIÓN TÉCNICA

Durante el año 2010, CGE DISTRIBUCIÓN invirtió MMS 17.255 en su infraestructura eléctrica destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas y calidad de suministro eléctrico.

GESTIÓN TÉCNICA

En el ámbito operacional, se ha continuado ampliando la aplicación de técnicas de trabajo con líneas eléctricas energizadas, además de contar con una amplia cobertura de atención de emergencias y mediciones de calidad del producto eléctrico, a través de servicios especializados proporcionados por la empresa relacionada TECNET S.A.

Por su parte, el personal técnico de toda la empresa cumplió una meritoria labor en la mantención y recuperación del servicio eléctrico durante las faenas en terreno, donde los trabajos preventivos y correctivos fueron ejecutados con prontitud y eficiencia.

Al gran esfuerzo desplegado para la recuperación del servicio en los días posteriores al terremoto del 27 de febrero de 2010, se destaca la labor desarrollada durante los planes especiales de contingencia preparados para el refuerzo del servicio durante el desarrollo del mundial de fútbol y del mes del bicentenario.

TERREMOTO DEL 27 DE FEBRERO DE 2010

El día sábado 27 de febrero de 2010 a las 3:34 horas la zona central de Chile se vio afectado por un devastador terremoto que alcanzó una magnitud de 8,8 grados en la escala de Richter y posterior maremoto que azotó distintas localidades del borde costero de las regiones séptima y octava.

Frente a esta lamentable e inesperada catástrofe, la primera acción implementada por CGE DISTRIBUCION fue la constitución de comités de emergencias. En forma inmediata se realizó un diagnóstico general del efecto del terremoto en las instalaciones eléctricas con el objetivo de priorizar la reposición del suministro en servicios críticos, tales como hospitales, plantas de agua potable, cárceles, bases militares y policiales, entre otros.

Se crearon frentes de trabajo en distintos ámbitos. La operación técnica se encargó de la restitución del servicio, reparación y reconstrucción del sistema. En este ámbito los Centros de Control y Despacho Regionales jugaron un papel relevante en tareas tales como: coordinación con las Empresas Transmisoras y Subtransmisoras para la energización de subestaciones primarias y apoyo en reparación de líneas de transmisión, coordinación y dirección de las operaciones orientadas a la recuperación del suministro y la gestión operativa de las numerosas cuadrillas en terreno. Otro aspecto relevante fue el buen funcionamiento del sistema de comunicaciones de radio frecuencia que no depende de sistemas públicos de telefonía.

Tanto del nivel central como desde cada Gerencia Zonal, se organizaron las respectivas tareas que se debían materializar en las diferentes oficinas zonales. De esta manera, se fijaron prioridades, trabajos urgentes, medidas y necesidades de refuerzos, entre otros aspectos. Asimismo, y en forma paralela, operó un sistema de comunicación que nos permitió informar oportunamente tanto a la autoridad, como a la ciudadanía respecto de los avances en la reposición del suministro, las zonas más afectadas y los lugares donde era necesaria la reconstrucción.

En el ámbito de la logística destacan aspectos relacionados con el suministro de materiales, incorporación de un numeroso contingente de personal propio y contratistas, además de personal de filiales nacionales y extranjeras.





No obstante lo anterior, desde el punto de vista de los daños en la infraestructura eléctrica se puede mencionar que la tasa de falla del sistema de distribución fue baja, 0,3% de postes dañados y 0,2% de transformadores de distribución dañados, lo que indica una adecuada norma constructiva.

CGE DISTRIBUCIÓN expresa su profundo reconocimiento y agradecimiento a las empresas del grupo: TECNET, CONAFE, EMEL y FILIALES, EDET Y ENERGÍA SAN JUAN, por el inestimable apoyo brindado durante las faenas de recuperación del servicio.

Cabe destacar que la Gerencia de Ingeniería y Operaciones ha participado en diversos congresos, seminarios y publicaciones de divulgación de las experiencias vividas con motivo del terremoto, y ha recibido delegaciones de empresas eléctricas provenientes en su mayoría de la costa oeste de Estado Unidos, que han querido conocer en terreno los destacables logros de la empresa en la recuperación del servicio durante una catástrofe de esta magnitud.

REQUERIMIENTOS REGULATORIOS Y DE FISCALIZACIÓN

La gestión del ejercicio 2010 se mantuvo en un entorno marcado por requerimientos regulatorios, emanados de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles-SEC y del Ministerio de Energía. Es así como se gestionó la respuesta a la Carta N°196 del 01.06.2010 del Ministerio de Energía que estableció un procedimiento de comunicación de emergencias energéticas y la Carta N° 330 del 09.08.2010 del mismo Ministerio, referente a la evaluación de manejo de crisis energéticas de la Agencia Internacional de la Energía.

Por su parte la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Oficio N° 7262 del 23.07.2010 solicitó a CGE DISTRIBUCIÓN una completa evaluación de los planes de contingencia aplicados con motivo del Terremoto del 27 febrero de 2010, materia que se cumplió satisfactoriamente.

Asimismo, durante el año se continuó con el envío de información sobre las interrupciones de suministro que afectan a los clientes, en conformidad a lo establecido en los procesos denominados Interrupciones III e Índices de Continuidad de Suministro.

INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN

Los planes de inversión se elaboran anualmente con el objeto de satisfacer el abastecimiento de demanda de energía de nuestros clientes, reducir pérdidas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2010, CGE DISTRIBUCIÓN realizó diversas inversiones en su infraestructura eléctrica, destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas y calidad de suministro contemplada en el marco regulatorio. La inversión total alcanzó a MMS\$ 17.255.

La expansión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN PROPIAS	60	KM
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN PROPIAS	167	KM
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES DE MT/BT	209	
POTENCIA AGREGADA EN TRANSFORMADORES MT/BT	70	MVA



El plan de inversiones contempló la ejecución de 5.525 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, medidores y equipos eléctricos.

Entre las iniciativas ejecutadas durante este periodo, destacan por su importancia para el suministro de las zonas de concesión, la construcción de 5 nuevos alimentadores de media tensión, instalación de 25 nuevos reconectores y 10 seccionadores bajo carga tripolares en diversos sectores de la red. Se concreta primera etapa del cambio de voltaje de 13,2 a 15 kV de la red de media tensión de la comuna Molina de la provincia Curicó, generando una reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la capacidad y la calidad de suministro de la red.

En conformidad con la planificación de la expansión del sistema primario, durante el año 2010 la empresa relacionada TRANSNET puso en servicio las subestaciones de poder Quinta de Tilcoco 66/15 kV -10 MVA, y S/E Machalí 66/15 kV – 30 MVA, lo que en conjunto permite a CGE DISTRIBUCIÓN incorporar a la red 5 nuevos circuitos de media tensión, destinados a atender el crecimiento de los consumos, reducir las pérdidas técnicas y mejorar la continuidad de suministro.

En los proyectos de innovación, destaca la primera etapa de Instalación de Detectores de Ausencia de Tensión (UDAT) en el sistema de distribución, con el objetivo de tener en los Despachos Zonales alertas tempranas de pérdida de voltaje producto de cortes de líneas de media tensión en sectores lejanos o de difícil acceso.

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Al 31 de diciembre de 2010 CGE DISTRIBUCIÓN contaba con las siguientes instalaciones:

LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN	10.394	KM
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN	14.168	KM

La infraestructura eléctrica incluye 24.237 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.125 MVA, y abastece a 11.349 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.014 MVA.

CALIDAD DE SUMINISTRO

Para el periodo diciembre 2009 a noviembre 2010, los indicadores de continuidad de suministro, cuya función es controlar y supervisar uno de los aspectos de la calidad de servicio recibida por los clientes, mostraron el siguiente desempeño:

FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	6,5	INTERRUPCIONES AL AÑO
TIEMPO MEDIO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE	10,9	HORAS AL AÑO

En el ámbito propio de la distribución, esto es, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión y las fallas por causa de fuerza mayor, los índices para el periodo referido son los siguientes:

FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	1,8	INTERRUPCIONES AL AÑO
TIEMPO MEDIO TOTAL DE INTERRUPCIÓN POR CLIENTE	4,4	HORAS AL AÑO

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,95% de la red de distribución y de 99,88% a nivel del sistema total.

Los valores antes indicados no incluyen el efecto del terremoto del 27 de febrero, que de acuerdo al Oficio SEC N° 2385/2003 es una casual de fuerza mayor que no se considera como falla propia de la red.





COMPENSACIONES

En conformidad con lo establecido en el Artículo 16b de la Ley N° 18.410 y a lo instruido por la SEC en sus Oficios Circulares N° 2341 y 2342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2010 se continuó realizando el pago de compensaciones a los clientes regulados por la energía no suministrada a consecuencia de las interrupciones de suministro que superaron los valores permitidos por el Reglamento Eléctrico, considerando exclusivamente aquellas interrupciones ocurridas en la red de distribución y de responsabilidad de CGE DISTRIBUCIÓN.

Durante este periodo se abonó en las cuentas de los clientes un total de MM\$ 129, a un promedio mensual de aproximadamente 21.100 clientes, lo que representa el 1,7% del total.

IMPLANTACIÓN TÉCNICA DE LA NUEVA PLATAFORMA INFORMÁTICA

Durante todo el año se trabajó intensamente en la puesta en marcha y depuración de los módulos ISU-PS, ISU-PM y DOTE que son parte de la solución informática SAP para la gestión de proyectos de inversión, control y gestión de las actividades gastos de operación y mantenimiento y gestión de atención de emergencias, respectivamente.

Actualmente los cinco despachos regionales de CGE DISTRIBUCIÓN cuentan con el sistema de despacho DOTE y Tablet PC, para la asignación de órdenes de trabajo a los móviles de las brigadas en terreno a través de un computador portátil.

Por otra parte, se trabajó en estrecha colaboración con la Gerencia Corporativa de Procesos en la revisión y ajuste de los flujos de procesos técnicos SAP, y determinación de perfiles de usuarios.

Para estos efectos, a la malla de cursos de capacitación originalmente contemplada en el proyecto, se agregaron aproximadamente 15.000 horas-alumno de capacitación interna desarrolladas por los Profesionales de la Gerencia de Ingeniería y Operaciones, bajo la modalidad de entrenamiento en el puesto de trabajo de los usuarios del área técnica.

INCORPORACIÓN DE TELEFONÍA SATELITAL EN CENTROS DE OPERACIÓN

Durante el año 2010 entraron en operación teléfonos satelitales de respaldo de comunicaciones entre los Centros Control y Despacho Regionales, y la Gerencia de Oficina Central de CGE DISTRIBUCIÓN, destinados a asegurar y respaldar las comunicaciones en situaciones de contingencias importantes.

ROBO DE CONDUCTORES

En el presente periodo, CGE DISTRIBUCIÓN ha sido víctima de robos por más de 15 toneladas de cobre, con un daño patrimonial directo superior a los MM\$ 141. Estos delitos también han generado problemas de suministro y daño en artefactos e instalaciones de propiedad de los consumidores. Además se traducen en un deterioro de la calidad de suministro, la seguridad del servicio, la seguridad pública y vial en calles y caminos. A esto se agrega en forma importante el riesgo vital que representan dichos robos para quienes los perpetran.

Frente a esta situación, CGE DISTRIBUCIÓN continuó aplicando durante el ejercicio 2010 un conjunto de iniciativas permanentes destinadas a combatir este flagelo. Entre ellas destacan el uso de tecnologías que reemplazan el cobre, la ejecución de planes coordinados con Carabineros e Investigaciones y un trabajo conjunto con una asesoría especializada para lograr una mayor efectividad en el procesamiento de estos ilícitos. A ello se suman diversas acciones realizadas en conjunto con la industria, a través de Empresas Eléctricas A.G.





08

GESTIÓN DE
SISTEMAS Y
TECNOLOGÍAS
DE INFORMACIÓN



GESTIÓN DE SISTEMAS Y TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN

Para el desarrollo de las labores de CGE DISTRIBUCIÓN ha sido indispensable contar con las tecnologías de información lo más actualizadas posibles, que permitan el tratamiento diario de transacciones, procesos y proyectos que requiere la atención de 1,3 millones de clientes. Como todo proceso que tenga un crecimiento permanente, es necesario la implantación y renovación de sistemas, equipos y soluciones en forma continua, para mantener una plataforma actualizada a las necesidades y que facilite el trabajo de nuestros colaboradores, buscando siempre la eficiencia en sus labores.

En el año 2010 hubo cambios importantes en los sistemas y tecnologías de información y comunicaciones, que representaron cambios significativos en el modo de trabajo de nuestros colaboradores. También fue necesario buscar soluciones de emergencia, reponer equipos, levantar enlaces y los sistemas informáticos en el menor tiempo posible, para continuar con la normal atención luego del terremoto del 27 de febrero.

A continuación detallamos los principales proyectos desarrollados en este ámbito:

SOLUCIONES DE SISTEMAS



● SISTEMA UDAT

En el mes de febrero de 2010 se probaron en terreno las primeras unidades UDAT (Unidad detectora de ausencia de tensión) que permiten una alerta inmediata al respectivo Despacho Zonal de la falta de suministro total o parcial en un punto determinado de la red de media tensión. Estas unidades se instalan en lugares de difícil acceso, donde el aviso de los clientes no es rápido, permitiendo también la detección del corte físico de algún tramo de red. Se espera finalizar este proyecto durante el año 2011 con la instalación de 40 unidades.

● TELEFONIA IP

A mediados del 2010 se terminó la instalación en todas las Zonales de CGE DISTRIBUCIÓN del sistema de telefonía IP, que reemplazó al que prestaba un operador del servicio telefónico. Este nuevo sistema de comunicación de voz funciona a través de la red dedicada que tiene el grupo CGE, lo que permite una comunicación instantánea y directa con cualquier teléfono de los colaboradores de CGE DISTRIBUCIÓN, como de las demás empresas del grupo. Entre las ventajas se destacan que el nuevo sistema es mucho más amigable que el anterior, existe un listado único de anexos en el grupo, no tiene costo por minuto en llamadas internas y es fácil de integrar con sistemas de apoyo informático.

● INCORPORACIÓN DE TELEFONIA SATELITAL

Como una forma de mantener asegurada la comunicación ante la eventualidad de una catástrofe como la ocurrida el 27 de febrero, se puso en servicio un sistema de telefonía satelital autónomo que permite contacto permanente y en cualquier condición desde la Oficina Central con las Zonales y entre ellas. Nuestro personal de Operaciones, como ejecutivos y profesionales de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentran capacitados para su uso, realizándose permanentemente verificaciones de las condiciones de los equipos y pruebas a las personas que deberían operarlos en caso de emergencia, con el fin de que tengan los conocimientos necesarios para utilizarlos.



GESTIÓN DE PERSONAS

Para el Área de Gestión de Personas se desarrollaron y pusieron en servicio durante el año 2010, tres sistemas informáticos que permiten respectivamente el control de licencias médicas, archivo digitalizado de las carpetas del personal y una aplicación de control de servicios tercerizados.

ADOPCIÓN SISTEMA SAP

El día 25 de enero de 2010 CGE DISTRIBUCIÓN dio inicio a las operaciones en la nueva plataforma tecnológica SAP (Systems Application and Products), luego de una intensa preparación durante el año 2009 para su adopción, trabajando en conjunto con el equipo del Proyecto en todas las acciones necesarias para lograr que la puesta en marcha se realizara en la forma más exitosa posible.

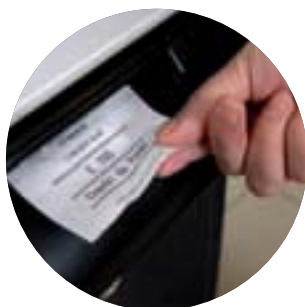
Este cambio involucró la renovación de todos los sistemas computacionales, entre los que destacan:

- Sistema de gestión de clientes - CRM.
- Sistema administrativo-contable - ERP.
- Sistema de atención de órdenes de trabajo en línea.

A través de la nueva plataforma tecnológica se busca lograr mayor eficiencia en la gestión y procesos de la empresa, lo que permitirá entregar una mejor calidad de servicio a todos nuestros clientes.

Conscientes de la importante herramienta con que ahora se cuenta en CGE DISTRIBUCIÓN, durante todo el año se han mantenido capacitaciones y talleres para el mejoramiento del desempeño y especialización de colaboradores en tareas específicas, las que ahora se pueden realizar en condiciones reales de funcionamiento.

Del mismo modo, los colaboradores de CGE DISTRIBUCION han participado activamente en el proceso de implantación de SAP, aplicando lo aprendido con compromiso y profesionalismo, lo que les permitirá obtener los beneficios de SAP, incorporando las mejores prácticas y tecnologías de clase mundial para enfrentar de mejor forma los cambios y desafíos que se presenten en el futuro.





DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

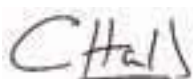
En conformidad a la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



Francisco Marín Estévez
RUT: 2.773.387-5
Presidente



Pablo J. Pérez Cruz
RUT: 6.441.732-0
Director



Carlos Hornauer Herrmann
RUT: 6.561.811-7
Vicepresidente



Gonzalo Rodríguez Vives
RUT: 6.376.813-8
Director



Cristian Neuweiler Heinsen
RUT: 6.562.488-5
Director



Mario Donoso Arcena
RUT: 5.836.260-3
Gerente General



Francisco Marín Jordán
RUT: 8.351.571-6
Director

Santiago, marzo de 2011





09

INFORMES FINANCIEROS

- 80 Estados de situación financiera clasificados
- 82 Estados de resultados por función
- 83 Estados de resultados integral
- 84 Estados de cambios en el patrimonio neto
- 86 Estados de flujos de efectivo directo
- 87 Informe de los auditores independientes

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS

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

ACTIVOS	NOTA	31.12.2010	31.12.2009
M\$			
ACTIVOS CORRIENTES			
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	5	4.261.755	5.137.965
OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	11	210.444	208.184
DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	7	201.962.570	101.318.247
CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS	8	229.342	1.467.526
INVENTARIOS	9	759.508	3.565.895
ACTIVOS POR IMPUESTOS	10	5.676.986	32.951
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		213.100.605	111.730.768
ACTIVOS NO CORRIENTES			
DERECHOS POR COBRAR	7	15.805.139	10.177.310
ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	12	164.781	131.220
PLUSVALÍA	13	104.740.054	104.740.054
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	14	329.448.368	292.370.347
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		450.158.342	407.418.931
TOTAL ACTIVOS		663.258.947	519.149.699

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADOS

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

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	NOTA	31.12.2010	31.12.2009
M\$			
PASIVOS CORRIENTES			
PASIVOS FINANCIEROS	16	56.308.617	48.269.581
CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	17	57.067.680	54.582.646
CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS	8	37.913.307	20.598.159
OTRAS PROVISIONES A CORTO PLAZO	18	2.129.760	4.998.139
OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	20	1.371.667	980.070
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		154.791.031	129.428.595
PASIVOS NO CORRIENTES			
PASIVOS FINANCIEROS	16	194.544.818	129.300.118
OTRAS PROVISIONES A LARGO PLAZO	18	0	2.673.135
PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS	15	7.065.752	435.932
PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	19	11.080.363	16.557.077
OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	20	1.042.971	83.051
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		213.733.904	148.959.313
TOTAL PASIVOS		368.524.935	278.387.908
PATRIMONIO NETO			
CAPITAL EMITIDO	21	190.294.959	160.272.138
GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS	21	25.530.635	24.796.880
PRIMAS DE EMISIÓN	21	1	1
OTRAS RESERVAS	21	78.908.417	55.692.772
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA		294.734.012	240.761.791
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS			
TOTAL PATRIMONIO		294.734.012	240.761.791
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		663.258.947	519.149.699

ESTADOS DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

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

ESTADOS DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	NOTA	01.01.2010 AL 31.12.2010	01.01.2009 AL 31.12.2009
M\$			
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	22	605.322.557	633.253.617
COSTO DE VENTAS	23	(534.529.041)	(554.769.288)
GANANCIA BRUTA		70.793.516	78.484.329
OTROS INGRESOS POR FUNCIÓN	22	63.228	4.837.101
GASTO DE ADMINISTRACIÓN	23	(44.498.524)	(37.645.967)
OTROS GASTOS POR FUNCIÓN	23	(1.720.807)	(697.339)
OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)		1.483.036	(266.598)
INGRESOS FINANCIEROS	24	1.930.819	5.524.446
COSTOS FINANCIEROS	24	(10.101.456)	(8.687.518)
DIFERENCIAS DE CAMBIO	24	0	(691)
RESULTADOS POR UNIDADES DE REAJUSTE	24	(4.135.441)	4.223.486
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO		13.814.371	45.771.249
GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS	25	(1.715.936)	(8.011.940)
GANANCIA (PÉRDIDA)		12.098.435	37.759.309
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A			
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA		12.098.435	37.759.309
GANANCIA (PÉRDIDA)		12.098.435	37.759.309
GANANCIA POR ACCIÓN			
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)			
GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA EN OPERACIONES CONTINUADAS	26	102,35	321,00
GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA		102,35	321,00
CANTIDAD DE ACCIONES		118.208.118	117.630.212

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRAL

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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRAL	NOTA	01.01.2010 AL 31.12.2010	01.01.2009 AL 31.12.2009
M\$			
GANANCIA (PÉRDIDA)		12.098.435	37.759.309
COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS			
COBERTURAS DE FLUJO DE EFECTIVO			
GANANCIA (PÉRDIDA) POR COBERTURAS DE FLUJOS DE EFECTIVO, ANTES DE IMPUESTOS		535.821	(1.474.261)
OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO		535.821	(1.474.261)
OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, GANANCIA (PÉRDIDAS) POR REVALUACIÓN		30.547.974	0
OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS		31.083.795	(1.474.261)
IMPUESTOS 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		(77.013)	250.624
IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON CAMBIOS EN EL SUPERÁVIT DE REVALUACIÓN DE OTRO RESULTADO INTEGRAL		(5.206.902)	0
SUMA DE IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADOS CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL		(5.283.915)	250.624
OTRO RESULTADO INTEGRAL		25.799.880	(1.233.637)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		37.898.315	36.535.672
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A			
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA		37.898.315	36.535.672
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		37.898.315	36.535.672

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

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

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	CAPITAL EMITIDO	PRIMAS DE EMISIÓN	RESERVAS				GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS	PATRIMONIO TOTAL
			SUPERÁVIT DE REVALUACIÓN	RESERVAS DE COBERTURAS DE FLUJO DE CAJA	OTRAS RESERVAS	TOTAL RESERVAS		
M\$								
SALDO INICIAL EJERCICIO ACTUAL 01.01.2010	160.272.138	1	46.818.780	(1.223.637)	10.097.629	55.692.772	24.796.880	240.761.791
CAMBIOS EN PATRIMONIO								
RESULTADO INTEGRAL								
GANANCIA (PÉRDIDA)	0	0	0	0	0	0	12.098.435	12.098.435
OTRO RESULTADO INTEGRAL	0	0	25.341.072	458.808	0	25.799.880	0	25.799.880
RESULTADO INTEGRAL	0	0	0	0	0	0	0	37.898.315
EMISIÓN DE PATRIMONIO	30.022.821	0	0	0	0	0	0	30.022.821
DIVIDENDOS	0	0	0	0	0	0	(13.948.915)	(13.948.915)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) POR TRANSFERENCIAS Y OTROS CAMBIOS	0	0	(2.584.235)	0	0	(2.584.235)	2.584.235	0
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	30.022.821	0	22.756.837	458.808	0	23.215.645	733.755	53.972.221
SALDO FINAL EJERCICIO ACTUAL 31.12.2010	190.294.959	1	69.575.617	(764.829)	10.097.629	78.908.417	25.530.635	294.734.012

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

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

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	CAPITAL EMITIDO	PRIMAS DE EMISIÓN	RESERVAS				GANANCIAS (PÉRDIDAS) ACUMULADAS	PATRIMONIO TOTAL
			SUPERÁVIT DE REVALUACIÓN	RESERVAS DE COBERTURAS DE FLUJO DE CAJA	OTRAS RESERVAS	TOTAL RESERVAS		
M\$								
SALDO INICIAL EJERCICIO ANTERIOR 01.01.2009	160.272.138	1	49.132.449	0	10.097.629	59.230.078	21.401.001	240.903.218
CAMBIOS EN PATRIMONIO								
RESULTADO INTEGRAL								
GANANCIA (PÉRDIDA)	0	0	0	0	0	0	37.759.309	37.759.309
OTRO RESULTADO INTEGRAL	0	0	0	(1.223.637)	0	(1.223.637)	0	(1.223.637)
RESULTADO INTEGRAL	0	0	0	0	0	0	0	36.535.672
DIVIDENDOS	0	0	0	0	0	0	(36.677.099)	(36.677.099)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) POR TRANSFERENCIAS Y OTROS CAMBIOS	0	0	(2.313.669)	0	0	(2.313.669)	2.313.669	0
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	0	0	(2.313.669)	(1.223.637)	0	(3.537.306)	3.395.879	(141.427)
SALDO FINAL EJERCICIO ANTERIOR 31.12.2009	160.272.138	1	46.818.780	(1.223.637)	10.097.629	55.692.772	24.796.880	240.761.791

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

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

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	NOTA	01.01.2010 AL 31.12.2010	01.01.2009 AL 31.12.2009
M\$			
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
CLASES DE COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
COBROS PROCEDENTES DE LAS VENTAS DE BIENES Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS		615.028.333	776.657.476
OTROS COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		2.194.000	5.124.191
CLASES DE PAGOS			
PAGOS A PROVEEDORES POR EL SUMINISTRO DE BIENES Y SERVICIOS		(647.726.265)	(675.664.835)
PAGOS A Y POR CUENTA DE LOS EMPLEADOS		(21.643.481)	(19.837.432)
OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN			
INTERESES PAGADOS		(8.461.460)	(7.621.961)
IMPUESTOS A LAS GANANCIAS REEMBOLSADOS (PAGADOS)		(18.592.161)	(19.026.296)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		(79.201.034)	59.631.143
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
COMPRAS DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO		(21.809.723)	(29.508.859)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(21.809.723)	(29.508.859)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
IMPORTES PROCEDENTES DE LA EMISIÓN DE ACCIONES		30.022.821	0
IMPORTES PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS DE LARGO PLAZO		53.824.331	19.145.305
IMPORTES PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS DE CORTO PLAZO		51.931.671	0
TOTAL IMPORTES PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS		105.756.002	19.145.305
PRÉSTAMOS DE ENTIDADES RELACIONADAS		861.045.709	472.132.317
PAGOS DE PRÉSTAMOS		(36.584.009)	(15.373.962)
PAGOS DE PRÉSTAMOS A ENTIDADES RELACIONADAS		(846.157.061)	(469.829.643)
DIVIDENDOS PAGADOS		(13.984.915)	(36.658.703)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		100.134.547	(30.584.686)
INCREMENTO NETO (DISMINUCIÓN) EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ANTES DEL EFECTO DE LOS CAMBIOS EN LA TASA DE CAMBIOS		(876.210)	(462.402)
EFFECTOS DE LA VARIACIÓN EN LA TASA DE CAMBIO SOBRE EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO			
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO		(876.210)	(462.402)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL EJERCICIO	5	5.137.965	5.600.367
EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO		4.261.755	5.137.965



PricewaterhouseCoopers
RUT: 81.513.400-1
Santiago - Chile
Av. Andrés Bello 2711 - Pisos 2, 3, 4 y 5
Las Condes
Teléfono: (56) (2) 940 0000
www.pwc.cl

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES


Santiago, 25 de febrero de 2011

Señores Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A.

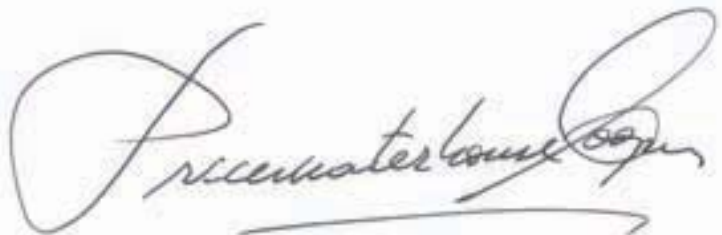
Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y a sus correspondientes notas, las cuales no se incluyen en esta publicación. En nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2011 expresamos una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

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, la información contenida en los estados financieros resumidos que se acompañan es razonablemente concordante, en todos sus aspectos significativos, con los estados financieros de los cuales éstos se han derivado. Sin embargo, por presentar los estados financieros resumidos información incompleta, éstos deben ser leídos en conjunto con los citados estados financieros auditados.



Anthony J.F. Dawes
RUT: 4 576 198-3



2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de CGE Distribución S.A., han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, plantas y equipos y ciertos activos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados).

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, de acuerdo al nuevo modelo entregado por la Superintendencia de Valores y Seguros para el año 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2010:

- NIC 1, “Presentación de estados financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de CGE Distribución.
- NIC 27, “Estados financieros consolidados y separados”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- NIC 36, “Deterioro de activos”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de CGE Distribución.
- NIC 38, “Activos Intangibles”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de CGE Distribución.
- Excepciones adicionales para los adoptantes por primera vez (enmiendas a la NIIF 1) fue emitida en julio de 2009. La enmienda es aplicable a contar de los ejercicios iniciados el 1 de

enero de 2010. La enmienda no es aplicable a CGE Distribución, ya que adoptó las NIIF a contar del 1 de enero de 2009.

- NIIF 2, “Pagos Basados en Acciones”. Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de enero de 2010 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a CGE Distribución, ya que no ha efectuado pagos en acciones.
- NIIF 3 (revisada) “Combinaciones de Negocios”, y las consecuentes enmiendas a la NIC 27, “Estados Financieros Consolidados y Separados”, NIC 28, “Inversiones en Asociadas”, NIC 31, “Participación en Negocios Conjuntos” y NIC 39 “Elección de partidas cubiertas” son aplicables de manera prospectiva a combinaciones de negocio para las cuales, la fecha de adquisición tenga lugar en el primer ejercicio anual iniciado el 1 de julio de 2009 o con posterioridad a esa fecha. La aplicación de esta norma no ha tenido efectos materiales en los estados financieros a CGE Distribución.
- NIIF 5, “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuas”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- CINIIF 9, “Revaluación de derivados implícitos”, vigente para períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- CINIIF 14, “Límite sobre activos por beneficios, requerimientos mínimos de financiamiento y su interrelación”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- CINIIF 16, “Cobertura de una inversión neta de una operación extranjera”. Vigente a contar de los estados financieros iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- CINIIF 17, “Distribución de activos no monetarios a los dueños”. Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de julio de 2009 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable a CGE Distribución, ya que no ha efectuado distribuciones de activos no monetarios a sus accionistas.
- CINIIF 18, “Transferencias de activos desde clientes” Vigente para transferencias de activos recibidos de clientes desde el 1 de julio de 2009 y subsecuentemente. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros de CGE Distribución.
- Mejoras a NIIF 2009, fue emitida en abril de 2009. El conjunto de modificaciones menores a las diferentes normas establecen fechas de aplicación que varían de un estándar a otro, pero la mayor parte son exigibles desde el 1 de enero de 2010. La aplicación de dichas mejoras y enmiendas no han tenido efectos significativos sobre los estados financieros de CGE Distribución.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de parte relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de parte relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.
- Enmienda a la NIC 32, Clasificación de derechos de emisión, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado. La enmienda es aplicable a partir de los períodos anuales iniciados el 1 de febrero de 2010 y posteriores. La adopción anticipada está permitida.
- NIC 34, “Información financiera intermedia”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros y se estima que afectará la contabilización que CGE Distribución efectúa sobre dichos activos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. El Grupo se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta. No se ha decidido aún la fecha de adopción de IFRS 9.
- CINIIF 13, “Programa de fidelización de clientes”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de CGE Distribución.
- Enmienda a la CINIIF 14, Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Limite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo los prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011. Su adopción temprana es permitida y deberá ser aplicada de manera retrospectiva para efectos comparativos con períodos anteriores presentados.
- CINIIF 19, “Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio. La interpretación es aplicable para ejercicios que comienzan a partir del 1 de julio de 2010 inclusive. La adopción temprana es permitida.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010. Las fechas efectivas de adopción de estas adopciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de de CGE Distribución.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad, se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional y de presentación de CGE Distribución S.A. es el peso chileno.

2.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera 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 que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo, en caso de existir.

Las diferencias de cambio sobre activos financieros mantenidos a valor razonable con cambios en resultados de existir, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable.

Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como operaciones de cobertura de flujos, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales, reciclando a resultados la porción devengada, cuando la partida cubierta impacta resultados.

2.4.3.- Tipos de cambio.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF
31-12-2009	507,10	20.942,88
31-12-2010	468,01	21.455,55

2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos, son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, esta información se detalla en Nota N° 27.

2.6.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, se reconocen inicialmente a su costo. La medición posterior de los mismos se realiza de acuerdo a NIC 16 mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

Las tasaciones se llevan a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abona a la reserva por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral.

El resto de los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de las reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurrían.

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el período de construcción:

- Gastos financieros relativos al financiamiento externo que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específico como genérico. En relación al financiamiento genérico, 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.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica, se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se

cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumulados, neta de sus impuestos diferidos

La depreciación de las propiedades, plantas y equipos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de los estados de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor 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 la aplicación de pruebas de deterioro.

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. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas o superávit de revaluación, se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas.

2.7.- Activos intangibles.

2.7.1.- Menor valor o plusvalía comprada (goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de la ex subsidiaria Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. y la Empresa Eléctrica del Sur S.A.

El goodwill se somete a pruebas de deterioro anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro.

La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo, que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

2.7.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en su mayoría no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

2.7.3.- 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. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

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 la Sociedad 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 y un porcentaje adecuado de gastos generales.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

2.7.4.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación, de existir, se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo, se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Si hubiesen otros gastos de desarrollo, se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización, de manera lineal, durante el período en que se espera que generen beneficios.

2.8.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo fijo calificado de acuerdo a la NIC 23, se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Otros costos por intereses se registran en resultados (gastos).

2.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.

Los activos que tienen una vida útil indefinida, no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización, 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. Se reconoce una pérdida por deterioro, por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.10.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados y préstamos y cuentas por cobrar. 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.

2.10.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultado son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría, si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación, a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

2.10.2.- 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 para vencimientos superiores a 12 meses desde de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados 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.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable con contrapartida en otros resultados. Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro.

2.11.- Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados a cada valor de cierre. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante, 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. La Sociedad puede designar sus derivados como:

- Coberturas del valor razonable de pasivos reconocidos (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

La Sociedad, 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 manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad 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.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto en la NIC 39.

2.11.1.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados, que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados por función.

Los montos acumulados en el patrimonio neto, se reciclan al estado de resultados por función, en los periodos en los que la partida cubierta afecta los resultados, (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo

no financiero, (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de activos fijos.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados por función. Cuando se espere que ya no se producirá una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados por función.

2.11.2.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Ciertos instrumentos financieros derivados, no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

2.12.- Inventarios.

Las existencias se valorizan a su costo o a su valor neto realizable, el menor de los dos. El costo se determina por el método precio medio ponderado (PMP).

El costo de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras propias en curso , incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, no se incluye los costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado o contrato de construcción de corresponder.

2.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar, cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad, no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

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 al tipo de interes efectivo. El valor de libros

del activo se reduce por medio de la cuenta provision, y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados por función. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce con crédito al rubro gastos de administración en el estado de resultados.

2.14.- 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, de existir, se clasifican como préstamos en el pasivo corriente.

2.15.- Capital social.

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

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

2.16.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

2.17.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos, (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados por función durante la vida de la deuda, de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Sociedad tenga el derecho incondicional de diferir su liquidación, durante al menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados por función, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen, del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios, que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha del estado de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuesto diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

2.19.- Beneficios a los empleados.

2.19.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal, mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal.

2.19.2.- Beneficios post jubilatorios.

La Sociedad, mantiene beneficios post-jubilatorios acordados con el personal, conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la valorización de compra de salida ("buy-out valuation").

2.19.3.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada.

Los planes de beneficios definidos, establecen el monto de retribución que recibirá un empleado al momento estimado de goce del beneficio, el que usualmente, depende de uno o más factores, tales como, edad del empleado, rotación, años de servicio y compensación.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera, es el valor presente de la obligación del beneficio definido, más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la

obligación de beneficio definido, se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Las ganancias y pérdidas actuariales, se tratan de acuerdo al método de la banda de fluctuación o corredor, y si corresponde se amortizan a resultados de acuerdo con lo dispuesto por NIC 19, cuando su importe acumulado excede el 10% del valor presente de la obligación. En tal caso, el excedente se lleva a resultados en el plazo estimado remanente de la relación laboral de los empleados. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

2.19.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 2.19.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometida, ya sea:

- A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

2.19.5.- Premios de antigüedad.

La Sociedad, ha establecido premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se cargan o abonan a los resultados del ejercicio en el que se producen.

2.19.6.- Participación en las utilidades.

La Sociedad, reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad.

2.20.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligada contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

Las provisiones para contratos onerosos, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;

- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha del estado de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro costo financiero.

2.21.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados por función, durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, plantas y equipos, se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

2.22.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

2.23.- Reconocimiento de ingresos.

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 de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

La Sociedad, reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y 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.

2.23.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad, se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía eléctrica por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

2.23.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen, cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen, en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

2.23.3.- Ingresos por intereses.

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de la tasa de interés efectiva.

2.24.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

2.25.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos, inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las

condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

3.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones Metropolitana y de la Araucanía. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha contribuido a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

3.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío y de la Araucanía y abastece a

1.301.179 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 6.447 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre el 01 de enero y 31 de diciembre de 2010.

Contratos de Suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2009, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE Distribución S.A. tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A. y Eléctrica Puntilla S.A., acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Así, CGE Distribución S.A. ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE Distribución S.A. mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con los clientes libres.

Demanda:

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

Mercado de Generación:

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el

año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

3.1.3.- Precios.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución:

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

Precios de Servicios Asociados al Suministro:

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones,

arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual el sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

3.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE Distribución, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, Compañía General de Electricidad, matriz de CGE Distribución S.A., ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del 31 de diciembre de 2010, la deuda financiera de CGE Distribución S.A. alcanzó a M\$ 250.853.435, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

No existen activos significativos que estén afectos a tipo de cambio.

La clasificación de la deuda financiera según la moneda al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se muestra a continuación:

31-12-2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	227.355.393	91%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	23.498.042	9%
Total deuda financiera	250.853.435	100%

31-12-2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	152.092.707	86%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	25.476.992	14%
Total deuda financiera	177.569.699	100%

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US\$ 50 millones, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Al cierre del 31 de diciembre, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 468,01 es decir, un 8,35% inferior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2009, fecha en que alcanzó un valor de \$507,10. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$549,17 y \$468,01, respectivamente.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto que tendría en los resultados de la Compañía debido a la variación del tipo de cambio, en el evento que no se hubiere aplicado una política de cobertura mediante la contratación del referido cross currency swap.

Escenario				
		US \$ cierre 468,01 M\$	Con US\$ máx. 549,17 M\$	Con US\$ min. 468,01 M\$
Fecha	M US\$			
Al 31-12-2009	50.000	25.355.000	25.355.000	25.355.000
Al 31-12-2010	50.000	23.400.500	27.458.500	23.400.500
Utilidad (pérdida) por diferencia de cambio		1.954.500	(2.103.500)	1.954.500

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Compañía podría haber oscilado entre una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 1.954.500 situación presentada al 31 de diciembre de 2010 fecha en que el US\$ alcanzó el menor valor del ejercicio o una pérdida de M\$ 2.103.500 al 31 de diciembre de 2010.

Debido a la política de cobertura determinada por la matriz CGE, la deuda de MUS\$ 50.000 se fijó, al momento de la contratación del Cross Currency Swap, en un valor de UF 1.248.757. Bajo estas circunstancias, el efecto en resultados debido a la variación del valor de la unidad de fomento al 31 de diciembre, alcanzó a una utilidad de M\$ 640.200.

	UF	M\$
31-12-2009	1.248.757	26.152.568
31-12-2010	1.248.757	26.792.768
Resultado por unidades de reajuste		(640.200)

3.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía mantiene el 51,6% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 1.455.691. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 1.455.691 en el resultado.

3.2.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, CGE Distribución S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 52,1% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

31-12-2010		M\$	%
Deuda a tasa fija		107.204.095	42,7%
Deuda a tasa fija mediante a derivados		23.498.042	9,4%
Deuda a tasa variable		120.151.298	47,9%
Total deuda financiera		250.853.435	100%

31-12-2009		M\$	%
Deuda a tasa fija		118.498.441	66,7%
Deuda a tasa fija mediante a derivados		25.476.992	14,3%
Deuda a tasa variable		33.594.266	18,9%
Total deuda financiera		177.569.699	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del ejercicio bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 627.379 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 2.026.670 de mayor gasto.

3.2.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A., es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel de nuestra matriz CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

El reducido riesgo de refinanciamiento, se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 22,4% del total. El 77,6% de la deuda se ha estructurado a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios. El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M\$ al 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	36.974.316	132.974.357	0	0	0	169.948.673
Bonos	7.397.747	19.020.370	20.396.968	24.327.175	25.801.988	96.944.249
Efectos de Comercio	20.000.000	0	0	0	0	20.000.000
Total	64.372.063	151.994.727	20.396.968	24.327.175	25.801.988	286.892.921
	22,4%	53,0%	7,1%	8,5%	9,0%	100,0%

M\$ al 31-12-2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 año y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	27.212.784	63.141.812	0	0	0	90.354.596
Bonos	7.356.022	18.752.732	20.503.242	24.547.013	30.824.835	101.983.844
Efectos de Comercio	20.000.000	0	0	0	0	20.000.000
Total	54.568.806	81.894.544	20.503.242	24.547.013	30.824.835	212.338.439
	25,7%	38,6%	9,7%	11,6%	14,5%	100,0%

3.2.5.- Determinación del valor razonable de instrumentos financieros.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la empresa al 31 de diciembre de 2010 y 2009. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2010 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2010 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	19.106.882	19.181.374	0,4%
Bancos	159.714.811	153.222.755	-4,1%
Bonos	72.031.742	76.773.679	6,6%
Total	250.853.435	249.177.808	-0,7%

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2009 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2009 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	19.670.527	19.695.135	0,1%
Bancos	83.694.628	79.996.696	-4,4%
Bonos	74.204.544	76.628.000	3,3%
Total	177.569.699	176.319.831	-0,7%

3.2.6.- Riesgo de Crédito.

Los deudores comerciales están constituidos principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	42%	1.232.075
Industrial	30%	3.689
Comercial	17%	40.700
Otros	11%	24.715
Total	100%	1.301.179

2009	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	42%	1.217.101
Industrial	37%	4.030
Comercial	14%	42.520
Otros	7%	16.282
Total	100%	1.279.933

El perfil de vencimiento de los deudores comerciales a vencer refleja que el 83% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 69% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 43% es menor a los tres meses.

La cobranza de los clientes en mora, es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

La regulación vigente define que la deuda queda radicada en la propiedad del cliente del servicio eléctrico, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

3.3.- Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde la matriz del Grupo CGE.

CGE Distribución S.A., a partir de enero de 2010, implementó el sistema de gestión y administración integrado SAP, que permite obtener mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación del sistema, la Sociedad experimentó ciertos problemas operativos, en sus sistemas de facturación y consecuentemente, adoptó todas las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, incluyen todos los efectos conocidos a la fecha derivados de este proceso de estabilización.

Asimismo la Administración estima que las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no produzcan efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de la Sociedad.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro, las estimaciones contables resultantes, por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros, que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. La Sociedad aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera.

4.2.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.9.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota N° 13.1).

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad, (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad, determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés, es la que utiliza la Sociedad para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas, que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad, que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte

en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 19 se presenta información adicional al respecto.

4.4.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos, utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros de la Sociedad.

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja.	4.071.949	3.243.892
Saldos en bancos.	189.806	1.894.073
Total	4.261.755	5.137.965

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no difiere del presentado en los estados de flujos de efectivo directo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	4.261.755	5.137.965
Total		4.261.755	5.137.965

6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

6.1.- Activo-Pasivo de Cobertura.

En el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el contrato de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (cross currency interest rate swap), suscrito el 11 de julio de 2008, el cual convierte US\$ 50.000.000 al equivalente de UF 1.248.757, fue designado como instrumento de

cobertura de los flujos de caja vinculados al pago de la deuda en moneda extranjera detallada en Nota N° 16.

El valor justo de dichos contratos al 31 de diciembre de 2010, asciende a un pasivo de M\$ 4.539.807.

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
CGE-Distribución S.A.	Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	0	0	4.539.807	2.125.404
Total					0	0	4.539.807	2.125.404

6.2.- Jerarquías del Valor Razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo, en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2010 y 2009, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información ("inputs") provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercado para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).
- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basan en datos de mercado observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	4.539.807	0	4.539.807	0
Total	0	4.539.807	0	4.539.807	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2009		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	2.125.404	0	2.125.404	0
Total	0	2.125.404	0	2.125.404	0

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	196.044.384	100.654.596	15.805.139	10.177.310
Otras cuentas por cobrar, neto.	5.918.186	663.651	0	0
Total	201.962.570	101.318.247	15.805.139	10.177.310

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	210.277.658	115.389.357	15.805.139	10.177.310
Otras cuentas por cobrar, bruto.	5.918.186	663.651	0	0
Total	216.195.844	116.053.008	15.805.139	10.177.310

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales.	14.233.274	14.734.761
Total	14.233.274	14.734.761

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial.	14.734.761	11.178.095
Aumento (disminución) del ejercicio.	(501.487)	3.556.666
Total	14.233.274	14.734.761

Efecto en resultado de la provisión en el ejercicio	Saldo al	
	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Gastos de administracion	(501.487)	3.556.666
Total	(501.487)	3.556.666

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar por vencer es:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	87.045.375	57.441.410	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	7.817.816	2.784.932	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	9.945.420	5.814.690	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	15.805.139	10.177.310
Total	104.808.611	66.041.032	15.805.139	10.177.310

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vencidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	48.202.650	26.610.056
Con vencimiento entre tres y seis meses.	18.104.801	5.196.225
Con vencimiento entre seis y doce meses.	10.060.536	5.978.975
Con vencimiento mayor a doce meses.	35.019.246	12.226.720
Total	111.387.233	50.011.976

El valor justo de deudores y clientes por cobrar no difiere de manera significativa de los saldos presentados en los estados financieros. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro, cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza autorizadas por la reglamentación eléctrica.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte, es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Sociedad no solicita colaterales en garantía.

En materia de energía eléctrica las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su artículo N° 146 fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en artículo N° 147, se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.

Las transacciones con entidades relacionadas son de pago/cobro inmediato o a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, los cuales no se entienden como transacciones.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas								Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes		
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	
							M\$	M\$	M\$	M\$	
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica del Tucuman S.A.	Argentina	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	640	0	0	
76.412.700-5	CGE Generación S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	230	74	0	0	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Ventas propiedad, planta y equipo	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	27.560	31.951	0	0	
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	40.620	76.610	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	3.230	0	0	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	14.497	14.942	0	0	
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	147.804	0	0	
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	7.107	1.202	0	0	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	7.251	207.299	0	0	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	773.774	0	0	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	282	1.935	0	0	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	129.727	178.373	0	0	
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	124	0	0	
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	536	1.607	0	0	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	7.850	0	0	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	9.171	0	0	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	4.959	0	0	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	4.486	0	0	
96.893.220-9	Transsemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.532	1.495	0	0	
Total							229.342	1.467.526	0	0	

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas								Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes		
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	
							M\$	M\$	M\$	M\$	
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica del Tucuman S.A.	Argentina	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	1.396	0	0	
76.412.700-5	CGE Generación S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	1.987	0	0	
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	77.397	1.618	0	0	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	10.150	0	0	
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.113.702	2.767.586	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	122.774	68.209	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cte. mercantil	A la vista	Matriz	CL \$	31.718.543	16.841.161	0	0	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.132	1.132	0	0	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	162.031	0	0	0	
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	61.355	25.551	0	0	
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	10.711	0	0	
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	411	563	0	0	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	99.132	193.401	0	0	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	35.730	185.579	0	0	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.747.344	258.980	0	0	
96.895.660-4	Inversiones El Rauli S.A.	Chile	Arriendos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3.023	1.397	0	0	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	271.783	94.378	0	0	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	252.948	131.057	0	0	
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra gas natural	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	411	610	0	0	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	2.693	0	0	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.201.379	0	0	0	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	44.212	0	0	0	
Total							37.913.307	20.598.159	0	0	

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.

A continuación se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	Transacciones			
						01-01-2010	Efecto en	01-01-2009	Efecto en
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
M\$	M\$	M\$	M\$						
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	727.498	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	278.100	0	801.381	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	10.634.654	(10.169.129)	6.569.001	(6.569.001)
76.712.700-5	CGE Generación S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	2.289	2.289	13.716	13.716
76.712.700-5	CGE Generación S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	142	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	9.769.116	(8.940.528)	249.899	(249.899)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	0	0	17.523	(17.523)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos	CL \$	40.726	(11.390)	7.262.141	(7.262.141)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	0	0	14.773	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	754.577	(754.577)	619.303	(619.303)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	349.334	349.334	424.606	422.376
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	1.374	1.374
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	2.570	2.570	185.216	128.208
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	0	0	880	880
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activos	CL \$	0	0	134.529	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	221.934	(221.934)	7.922	(7.922)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	428	428
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	1.930.411	(1.930.464)	1.959.754	(1.602.343)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	237.101	237.101	332.582	375.262
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	100	(100)	24.154	(24.154)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	1.515	1.515	14.173	14.173
96.686.110-9	Hormigones del Norte	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL \$	0	0	9.889	9.889
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	33.642	(33.642)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	578.806	578.806
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	850	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	50.606	50.606	4.168	4.168
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	12.526	(12.526)	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	13.796	(13.796)	7.707	(7.707)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	93.583	93.583	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	65.968	65.968	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	80.105	80.105	6.597	6.597
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	35.602	35.602	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	1.690.033	1.690.033	0	0
96.893.200-9	Transsemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	15.258	15.258	1.257	1.257
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	307.502	(307.502)	151.119	(151.119)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	395.698	(395.698)	2.219	(2.219)
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	45.774	45.774	2.770	3.770
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	5.570	(5.570)	2.263	(2.263)
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	71.205	71.205	211.806	187.342
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.967.384	4.967.384	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	28.026	(28.026)	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	4.338	(4.338)	23.184	(23.086)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	50.801	50.801	72.043	3.154
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas	CL \$	1.628.678	(1.628.678)	1.767.207	(1.767.207)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	10.710	(10.710)	10.710	(10.710)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	7.475	7.475
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	8.138	8.138	67.169	66.752
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo casa u oficinas	CL \$	29.499	29.499	29.214	29.214
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	2.955.166	0	1.324.481	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	16.568.747	(3.288.659)	24.287.550	(2.439.623)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	11.305.051	(9.480.996)	8.973.115	(6.853.784)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	2.441	2.441
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios prestados	CL \$	509	509	3.616	3.616
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Cobrados	CL \$	0	0	7.111	(7.111)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	889.641	(889.641)	276.753	(276.753)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Arriendos de oficinas	CL \$	214.459	(214.459)	661.141	(661.141)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de gastos	CL \$	3.472	0	31.218	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	0	0	445.391	(445.391)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	861.045.709	0	473.132.317	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	846.157.061	0	469.829.643	0

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de CGE Distribución S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

El equipo gerencial de CGE Distribución S.A. lo componen un Gerente General, 6 Gerentes de Área, 5 Gerentes de Zona y 9 Subgerentes de Área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Séptima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 19 de abril de 2010 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2010, los cuales son idénticos a los fijados en el ejercicio 2009.

- Dietas por asistencia a sesiones.

Se pagaron a cada Director UF 45 por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio es el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

- Participación de utilidades.

Se pagará una participación del 1,5% de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5% de los dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio y demás dividendos con cargo a otras utilidades o fondos que se hayan pagado durante el ejercicio. La participación del Presidente del Directorio será equivalente a dos veces la participación a un Director.

El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y 2009 a los Señores Directores, es el siguiente:

Retribución del directorio							
Nombre	Cargo	01-01-2010 31-12-2010			01-01-2009 31-12-2009		
		Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorío M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Francisco J. Marín Estévez	Presidente	28.597	0	141.597	26.453	0	138.187
Carlos Hornauer Herrman	Vicepresidente	12.415	0	70.799	13.226	0	69.093
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	10.532	0	0	0	0	0
Francisco Marín Jordán	Director	13.350	0	70.799	13.226	0	69.093
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	14.298	209	0	13.226	2.107	0
Juan Hornauer López	Director	1.883		70.799	2.836	0	69.093
Pablo Guarda Barros	Director	14.298	209	0	13.226	2.107	0
Pablo J. Pérez Cruz	Director	12.402	209	70.799	12.286	2.107	69.093
Totales		107.775	627	424.793	94.479	6.321	414.559

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.304.790 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2010, (M\$ 3.313.524 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009).

La Sociedad tiene para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la Sociedad, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

El detalle de remuneraciones del personal clave de la gerencia al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Salarios.	2.691.935	2.501.530
Beneficios a corto plazo para los empleados.	555.345	735.168
Otros beneficios a largo plazo.	57.510	76.826
Total	3.304.790	3.313.524

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Clases de inventarios	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Mercaderías para la venta.	140.015	140.015
Suministros para mantención.	759.508	3.274.318
Otros	0	291.577
Provisión de deterioro.	(140.015)	(140.015)

Total	759.508	3.565.895
--------------	----------------	------------------

Otra información de inventarios	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	135.360
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio.	1.706.424	2.109.481

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguientes para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Activos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	5.419.532	6.180.295
Rebajas al impuesto.	134.334	100.467
Créditos al impuesto.	123.120	95.837
Total	5.676.986	6.376.599

Pasivos por impuestos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	0	6.343.648
Total	0	6.343.648

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	5.676.986	32.951

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Boletas en garantía.	210.444	208.184	0	0
	210.444	208.184	0	0

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, neto.	125.395	91.380
Otros activos intangibles identificables, neto.	39.386	39.840
Total	164.781	131.220

Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	221.890	134.129
Otros activos intangibles identificables, bruto.	41.690	41.690
Total	263.580	175.819

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	96.495	42.749
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	2.304	1.850
Total	98.799	44.599

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	96.495	42.749
Activos intangibles de vida indefinida, neto.	2.304	1.850
Total	98.799	44.599

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	5
Servidumbres.	Vida	10	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2010				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	0	0	91.380	39.840	131.220
Adiciones.	0	0	87.761	0	87.761
Amortización.	0	0	(53.746)	(454)	(54.200)
Cambios, total	0	0	34.015	(454)	33.561
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010	0	0	125.395	39.386	164.781

Movimientos en activos intangibles	2009				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	0	0	108.704	37.013	145.717
Adiciones.	0	0	0	3.300	3.300
Amortización.	0	0	(17.324)	(473)	(17.797)
Cambios, total	0	0	(17.324)	2.827	(14.497)
Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009	0	0	91.380	39.840	131.220

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31 - 12 - 2010	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	39.386	Indefinida
Total	39.386	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Gastos de administración.	54.200	17.797
Total	54.200	17.797

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a su costo. El período de explotación de algunos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización y otros derechos de servidumbres con plazo definido son amortizados en función de su vida útil.

12.2.2.- Información sobre concesiones de servicios.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12. No existen intangibles identificables registrados por este concepto.

La vida útil de todos los activos intangibles indefinidos previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

13.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009			Movimientos 2010	
		Saldo al 01-01-2009 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31-12-2009 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A.	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002
Totales		104.740.054	0	104.740.054	0	104.740.054

13.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

CGE Distribución S.A. evalúa anualmente si la plusvalía comprada ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.9. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos reales, aplicada en el ejercicio 2010 y 2009 fue 9,5%.

Como resultado de estas pruebas CGE Distribución S.A. determinó que no existían indicios de deterioro a la plusvalía comprada.

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas Útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes:

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	5
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7

14.2.- Detalle de los rubros.

14.2.1.- Valores netos de propiedades, plantas y equipos.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	26.870.493	11.437.355
Terrenos.	1.488.831	1.117.194
Edificios.	1.116.491	961.936
Planta y equipos.	295.417.793	273.173.063
Subestaciones de distribución.	42.390.552	38.280.854
Líneas y redes de media y baja tensión.	243.977.961	226.887.427
Medidores.	9.049.280	8.004.782
Instalaciones fijas y accesorios	4.086.798	4.888.131
Equipos de comunicaciones.	202.934	320.075
Herramientas.	861.288	805.272
Muebles y útiles.	542.071	652.454
Instalaciones y accesorios diversos.	2.480.505	3.110.330
Vehículos de motor.	467.962	792.668
Total	329.448.368	292.370.347

14.2.2.- Valores brutos de propiedades, plantas y equipos.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	26.870.493	11.437.355
Terrenos.	1.488.831	1.117.194
Edificios.	1.617.021	1.441.357
Planta y equipos.	401.438.346	368.574.733
Subestaciones de distribución.	57.346.444	51.718.446
Líneas y redes de media y baja tensión.	330.516.345	304.935.304
Medidores.	13.575.557	11.920.983
Instalaciones fijas y accesorios	10.171.947	9.946.107
Equipos de comunicaciones.	542.763	585.200
Herramientas.	2.116.065	1.905.013
Muebles y útiles.	2.255.157	2.197.931
Instalaciones y accesorios diversos.	5.257.962	5.257.963
Vehículos de motor.	2.168.558	2.361.322
Total	443.755.196	394.878.068

14.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, plantas y equipos.

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Edificios.	500.530	479.421
Planta y equipos.	106.020.553	95.401.670
Subestaciones de distribución.	14.955.892	13.437.592
Líneas y redes de media y baja tensión.	86.538.384	78.047.877
Medidores.	4.526.277	3.916.201
Instalaciones fijas y accesorios	6.085.149	5.057.976
Equipos de comunicaciones.	339.829	265.125
Herramientas.	1.254.777	1.099.741
Muebles y útiles.	1.713.086	1.545.477
Instalaciones y accesorios diversos.	2.777.457	2.147.633
Vehículos de motor.	1.700.596	1.568.654
Total	114.306.828	102.507.721

14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos, por clases al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		11.437.355	1.117.194	961.936	273.173.063	4.888.131	792.668	0	292.370.347
Cambios	Adiciones.	18.202.372	0	0	742.328	256.082	4.300	0	19.205.082
	Retiros.		0	0	(407.595)	(17.110)	(55.944)	0	(480.649)
	Gasto por depreciación.			(21.108)	(10.836.322)	(1.063.894)	(273.062)	0	(12.194.386)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		371.637	175.663	30.000.674	0	0	0	30.547.974
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	371.637	175.663	30.000.674	0	0	0	30.547.974
	Otros incrementos (decrementos).	(2.769.234)	0	0	2.745.645	23.589	0	0	0
Total cambios	15.433.138	371.637	154.555	22.244.730	(801.333)	(324.706)	0	37.078.021	
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010		26.870.493	1.488.831	1.116.491	295.417.793	4.086.798	467.962	0	329.448.368

Movimiento año 2009		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		14.154.524	1.117.194	984.416	262.778.369	3.540.496	1.142.695	416.235	284.133.929
Cambios	Adiciones.	22.463.857	0	0	1.097.687	438.068	15.415	0	24.015.027
	Retiros.		0	0	(3.351.198)	(173.477)	(15.579)	(416.235)	(3.956.489)
	Gasto por depreciación.			(22.480)	(10.310.994)	(1.138.783)	(349.863)	0	(11.822.120)
	Otros incrementos (decrementos).	(25.181.026)	0	0	22.959.199	2.221.827	0	0	0
	Total cambios	(2.717.169)	0	(22.480)	10.394.694	1.347.635	(350.027)	(416.235)	8.236.418
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		11.437.355	1.117.194	961.936	273.173.063	4.888.131	792.668	0	292.370.347

14.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

14.5.- Informaciones adicionales sobre propiedades, plantas y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios y redes de distribución eléctrica, se revalorizaron al cierre de los presentes estados financieros terminados al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 30.547.974 y el saldo revaluado de Propiedades, Plantas y Equipos al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 329.448.368 (Ver nota 14.2)

En el siguiente cuadro se detallan informaciones adicionales sobre propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre 2010 y 2009:

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	480.647	1.118.617
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	18.326.903	24.343.966

14.6.- Costos por intereses.

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no han existido proyectos que de acuerdo con NIC 23 califiquen para capitalización de intereses.

14.7.- Información a considerar sobre activos revaluados.

Los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad planta y equipos son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución eléctrica, se realizó de acuerdo con los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes..

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para

los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4% y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución fueron efectuadas tomando como base la metodología del valor nuevo de reemplazo (VNR) de los activos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera utilizado y depreciado.

En caso que se hubiera reconocido según el modelo del costo, los valores libros de los bienes no revaluados y revaluados, serían los siguientes:

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Terrenos.	485.270	485.272
Edificios.	587.738	600.732
Planta y equipos.	213.321.948	217.758.022
Total	214.394.956	218.844.026

Valor de libros según modelo del costo del activo fijo no revaluado	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcción en curso	26.656.047	11.437.355
Instalaciones fijas y accesorios	4.086.798	4.888.131
Vehículos de motor	467.962	792.668
Total	31.210.807	17.118.154

14.8.- Movimiento del ejercicio de las reservas de revaluación.

Valor revaluado del activo fijo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial	56.408.167	59.195.720
Reserva revaluación.	30.547.974	0
Retiros de activo fijo revaluado.	(88.994)	(810.357)
Reciclaje desde reserva revaluacion a utilidades acumuladas.	(3.024.542)	(1.977.196)
Movimiento del periodo	27.434.438	(2.787.553)
Total	83.842.605	56.408.167

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la reserva de revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera utilizado por la compañía.

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

15.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a intangibles	14.827.144	15.961.665
Relativos a acumulaciones (o devengos).	1.094.782	1.025.375
Relativos a provisiones.	3.974.315	3.740.186
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	1.887.236	2.495.700
Relativos a pérdidas fiscales.	1.159.563	0
Relativos a otros.	128.357	48.638
Total	23.071.397	23.271.564

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

15.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Relativos a activos fijos	15.649.705	14.185.263
Relativos a revaluaciones de Propiedad, Plantas y Equipos	14.290.971	9.403.777
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	143.122	70.473
Relativos a otros.	53.351	(42.017)
Total	30.137.149	23.617.496

15.3.- Los movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera son los siguientes:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	23.271.564	23.862.536
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(778.895)	(590.972)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	578.728	0
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(200.167)	(590.972)
Total	23.071.397	23.271.564

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	23.617.496	22.865.552
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	6.437.779	751.944
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	81.874	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	6.519.653	751.944
Total	30.137.149	23.617.496

15.4.- Compensación de partidas:

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionado con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.

El detalle de compensación de partidas es el siguiente:

Concepto	Activos/Pasivos brutos	Valores compensados	Saldos netos al cierre
	M\$	M\$	M\$
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	23.071.397	(23.071.397)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(30.137.149)	23.071.397	(7.065.752)
Total	(7.065.752)	0	(7.065.752)
31/12/2009			
- Activos por impuestos diferidos	23.271.564	(23.271.564)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(23.617.496)	23.271.564	(345.932)
Total	(345.932)	0	(345.932)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

16.1.- Clases de otros pasivos financieros.

La exposición del endeudamiento de la Sociedad por tipo de moneda y vencimientos, es la siguiente:

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/12/2010		31/12/2009	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	0	CL \$	20.329.378	53.851.127	0	0
Préstamos bancarios.	0	US \$	97.542	23.400.500	121.992	25.355.000
Préstamos bancarios.	0	UF	11.738.185	45.758.272	23.979.816	32.112.416
Total préstamos bancarios			32.165.105	123.009.899	24.101.808	57.467.416
Obligaciones con el público (bonos)	0	UF	5.036.630	66.995.112	4.497.246	69.707.298
Obligaciones con el público (pagarés)	0	CL \$	19.106.882	0	19.670.527	0
Pasivos de cobertura	0	CL \$	0	4.539.807	0	2.125.404
Total			56.308.617	194.544.818	48.269.581	129.300.118

16.2.- Préstamos Bancarios-Desgloses de tasa de interés, monedas y vencimientos.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					Total no corrientes 31/12/2010
								Vencimientos				Total corrientes 31/12/2010	Vencimientos				Total no corrientes	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,13%	4,13%	Sin Garantía	0	0	0	7.203.540	7.203.540	0	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	3,76%	3,76%	Sin Garantía	0	0	0	44.818	44.818	7.151.850	0	0	0	0	7.151.850
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	4,13%	4,13%	Sin Garantía	0	0	0	4.322.124	4.322.124	0	0	0	0	0	4.322.124
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	3,36%	3,36%	Sin Garantía	0	0	0	24.030	24.030	4.293.110	0	0	0	0	4.293.110
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Anual	3,34%	3,34%	Sin Garantía	0	0	0	21.453	21.453	6.423.097	0	0	0	0	6.423.097
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Anual	3,34%	3,34%	Sin Garantía	0	0	0	21.498	21.498	6.436.665	0	0	0	0	6.436.665
Islas Cayman	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	US\$	Semestral	1,29%	1,29%	Sin Garantía	0	0	0	97.542	97.542	23.400.500	0	0	0	0	23.400.500
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	3,25%	3,25%	Sin Garantía	0	0	0	100.722	100.722	21.455.550	0	0	0	0	21.455.550
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	\$	Semestral	2,63%	2,63%	Sin Garantía	0	0	0	141.728	141.728	0	19.902.713	0	0	0	19.902.713
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco de Chile	\$	Semestral	3,79%	3,79%	Sin Garantía	0	0	0	53.692	53.692	0	14.954.765	0	0	0	14.954.765
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	\$	Semestral	3,17%	3,17%	Sin Garantía	0	0	0	112.658	112.658	0	18.993.648	0	0	0	18.993.648
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	\$	Mensual	4,26%	4,26%	Sin Garantía	0	0	0	10.010.650	10.010.650	0	0	0	0	0	10.010.650
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	\$	Mensual	4,26%	4,26%	Sin Garantía	0	0	0	10.010.650	10.010.650	0	0	0	0	0	10.010.650
Total								0	0	0	32.165.105	32.165.105	69.158.772	53.851.127	0	0	0	123.009.899

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes					Total no corrientes 31/12/2009		
								Vencimientos			Total corrientes 31/12/2009	Vencimientos				Total no corrientes			
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses		3 o 12 meses	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años			más de 5 hasta 10 años	10 o más años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,13%	4,13%	Sin Garantía	0	0	0	7.080.269	7.080.269	6.980.960	0	0	0	0	6.980.960	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	5,54%	5,54%	Sin Garantía	0	0	0	16.834.572	16.834.572	4.188.576	0	0	0	0	4.188.576	
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	5,86%	5,86%	Sin Garantía	0	0	0	64.979	64.979	0	20.942.880	0	0	0	20.942.880	
Islas Cayman	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	US\$	Semestral	1,58%	1,58%	Sin Garantía	0	0	0	121.992	121.992	0	25.355.000	0	0	0	25.355.000	
Total								0	0	0	121.992	23.979.816	24.101.808	11.169.536	46.297.880	0	0	0	57.467.416

16.3.- Desglose de obligaciones con el público (Bonos) por serie, moneda, tasa de interés y vencimiento.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2010	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2010	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
							M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
389	BCGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01-12-2012	Semestral	Semestral	4.314.609	4.226.000	0	0	0	0	4.226.000	Chile
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Semestral	Semestral	722.021	0	4.483.508	13.450.524	22.417.540	22.417.540	62.769.112	Chile
Total									5.036.630	4.226.000	4.483.508	13.450.524	22.417.540	22.417.540	66.995.112	

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2009	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2009	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
							M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
389	BCGED-A	1.000.000	UF	3,25%	3,97%	01-12-2012	Semestral	Semestral	4.152.997	4.157.856	4.157.856	0	0	0	8.315.712	Chile
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01-10-2025	Semestral	Semestral	344.249	0	4.385.113	8.770.226	21.925.567	26.310.680	61.391.586	Chile
Total									4.497.246	4.157.856	8.542.969	8.770.226	21.925.567	26.310.680	69.707.298	

16.4.- Desglose de efecto de comercio por moneda, tasa de interés y vencimiento.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Vencimiento pagaré o línea de crédito	Total corrientes 31-12-2010 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
1	BCGEI-H 3A	10.000.000	CL \$	5,66%	5,66%	11-08-2011	9.668.965	Chile
2	BCGEI-H 4A	10.000.000	CL \$	6,03%	6,03%	27-12-2011	9.437.917	Chile
Total							19.106.882	

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Vencimiento pagaré o línea de crédito	Total corrientes 31-12-2009 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
1	BCGEI-H 1A	10.000.000	CL \$	1,31%	1,31%	17-08-2010	9.917.288	Chile
2	BCGEI-H 2A	10.000.000	CL \$	2,51%	2,51%	28-12-2010	9.753.239	Chile
Total							19.670.527	

17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores de energía.	43.487.599	45.777.532
Retenciones.	5.485.269	4.550.464
Dividendos por pagar.	182.762	201.575
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	2.618.372	2.752.582
Proveedores no energéticos.	4.900.637	765.122
Otros.	393.041	535.371
Total	57.067.680	54.582.646

17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Vacaciones del personal.	2.056.438	1.379.034
Bonificaciones de feriados.	145.404	190.435
Participación sobre resultados	280.289	757.887
Participación del Directorio.	136.241	425.226
Total	2.618.372	2.752.582

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

18.1.- Provisiones - saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	1.456.893	1.470.139	0	0
Provisión de contratos onerosos.	248.918	3.123.059	0	2.673.135
Participación en utilidades y bonos.	423.949	404.941	0	0
Total	2.129.760	4.998.139	0	2.673.135

18.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales.

Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (ver Nota N° 29).

18.1.2.- Provisión de contratos onerosos.

Los montos registrados corresponden a aquellos contratos en que los costos para completar la obligación inevitablemente superarán los beneficios que se espera recibir de ellos y que tienen su origen en descalces en los vencimientos y precios de los contratos de clientes y proveedores.

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Los movimientos de las provisiones, son los siguientes:

Movimiento de las provisiones	Provisión por garantías	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	0	1.470.139	5.796.194	404.941	7.671.274
Provisiones adicionales.	0	938.221	0	423.949	1.362.170
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	(951.467)	(5.547.276)	0	(6.498.743)
Provisión utilizada.	0	0	0	(404.941)	(404.941)
Total cambios en provisiones	0	(13.246)	(5.547.276)	19.008	(5.541.514)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	0	1.456.893	248.918	423.949	2.129.760

Movimiento de las provisiones	Provisión por garantías	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	0	526.000	6.324.976	0	6.850.976
Provisiones adicionales.	0	0	0	404.941	404.941
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	1.184.683	0	0	1.184.683
Provisión utilizada.	0	(240.544)	(528.782)	0	(769.326)
Total cambios en provisiones	0	944.139	(528.782)	404.941	820.298
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	0	1.470.139	5.796.194	404.941	7.671.274

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	1.148.142	1.876.490
Provisión premio de antigüedad.	0	0	885.127	3.326.092
Provisión beneficios post jubilatorios.	0	0	9.047.094	11.354.495
Total	0	0	11.080.363	16.557.077

19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.

19.3.- Balance de los planes de beneficios.

19.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Post jubilatorios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	114.979	94.787	290.437	233.931	0	1.298.789	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	120.186	132.379	214.839	236.065	0	0	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidos.	0	0	885.127	0	(2.307.401)	0	Otras ganancias (pérdidas)
Total gastos reconocidos en resultados	235.165	227.166	1.390.403	469.996	(2.307.401)	1.298.789	

19.5.- Hipótesis actuariales.

Las principales hipótesis actuariales utilizadas al cierre de estos estados financieros han sido las siguientes:

Detalle	31-12-2010	31-12-2009
Tasa de descuento utilizada.	4,9	3,2
Tasa de inflación.	3,0	4,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	3,5
Tabla de mortalidad.	RV-2009	B-2006
Tabla de invalidez.	30% de la RV-2009	PDT 1985- Cat III
Tabla de rotación.	4,24	ESA-77

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	641.787	286.106	0	0
Aportes Rembolsables	475.165	512.005	79.458	83.051
Garantías recibidas en efectivo	254.715	181.959	0	0
Otros.	0	0	963.513	0
Total	1.371.667	980.070	1.042.971	83.051

20.1.- INGRESOS DIFERIDOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	641.787	286.106	0	0
Total	641.787	286.106	0	0

El movimiento de este rubro por los ejercicios al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	286.106	1.496.438
Adiciones.	355.681	4.232.807
Imputación a resultados.	0	2.987.568
Ganancia (pérdida) otros.	0	(2.455.571)
Total	641.787	286.106

20.2.- CONTRATOS DE CONSTRUCCION.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

20.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Detalle	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	3.569.690	7.892.508
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(2.271.794)	(2.373.753)
Margen de contratos en construcción	1.297.896	5.518.755

20.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	355.845	2.432.677
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	1.642.793	1.551.515
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	1.928.735	1.837.621

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de Capital, flujos de la operación, créditos bancarios, efectos de comercio y bonos.

Con fecha 4 de Octubre de 2010 se realizó la junta extraordinaria de accionistas citada por Directorio con fecha 9 de septiembre, en la cual se acordó aumentar el capital social por un monto de M\$ 49.999.957, mediante la emisión de 11.332.000 de acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal y facultando al Directorio para que determine la fecha o las fechas en que se efectuará una o más emisiones de acciones de pago y para fijar su forma, plazos y condiciones de pago.

En cumplimiento de lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas antes referida, el Directorio, en Sesión Extraordinaria del 15 de octubre de 2010, acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, con cargo al aumento de capital referido, a un precio de \$4.412,28 cada una, emisión representativa de M\$ 30.104.986; y requerir la inscripción de dicha emisión de acciones en el Registro de Valores que lleva la Superintendencia de Valores y Seguros, y en una bolsa de valores.

De este modo, con fecha 30 de noviembre de 2010 se inicia el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de M\$ 30.001.933 y que representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

Los accionistas minoritarios suscribieron M\$ 20.888 equivalentes a 4.734 acciones, en la cual la emisión de patrimonio quedó perfeccionada en M\$ 30.022.821.

Al 31 de diciembre de 2010 el Capital Social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 190.294.959, (M\$ 160.272.138 a diciembre de 2009).

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 124.434.590 acciones (117.630.212 a diciembre de 2009), sin valor nominal de un voto por acción.

21.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2010 se aprobó la política de dividendos de distribuir no menos del 30% de las utilidades distribuibles del ejercicio 2010, mediante tres dividendos provisorios y un dividendo definitivo.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, como asimismo, a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa, o a la existencia de determinadas condiciones, todo lo cual será resuelto por el Directorio.

21.4.- Dividendos.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°65 de fecha 20 de marzo de 2009 acordó repartir el dividendo definitivo N°21 de \$73,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 27 de abril de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°67 de fecha 28 de mayo de 2009 acordó repartir el dividendo provisorio N°22 de \$78,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2009.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N°13 de fecha 27 de agosto de 2009 acordó repartir el dividendo provisorio N°23 de \$112,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 24 de septiembre de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°73 de fecha 20 de noviembre de 2009 acordó repartir el dividendo provisorio N°24 de \$48,80 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°77 de fecha 19 de marzo de 2010 acordó repartir el dividendo definitivo N°25 de \$46,10 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°79 de fecha 20 de mayo de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°26 de \$40,20 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°83 de fecha 09 de septiembre de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°27 de \$14,30 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°85 de fecha 17 de noviembre de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°28 de \$17,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 20 de diciembre de 2010.

El detalle de los dividendos pagados y provisionados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

31-12-2010								
Descripción de dividendo pagado	Descripción de clase de acciones para las cuales existe dividendo pagado	Fecha del dividendo pagado	Importe de dividendo, bruto	Importe del impuesto sobre dividendos	Importe de dividendo, neto de impuestos	Número de acciones sobre las que se paga dividendo	Dividendo por acción	Tasa impositiva aplicable a dividendo pagado
			M\$	M\$	M\$		\$	
Definitivo	Serie Única	28-04-2010			5.422.753	117.630.212	46,10	17%
Provisorio	Serie Única	24-06-2010			4.728.735	117.630.212	40,20	17%
Provisorio	Serie Única	29-09-2010			1.682.114	117.630.212	14,30	17%
Provisorio	Serie Única	20-12-2010			2.115.313	124.430.270	17,00	17%
Total			0	0	13.948.915			

31-12-2009								
Descripción de dividendo pagado	Descripción de clase de acciones para las cuales existe dividendo pagado	Fecha del dividendo pagado	Importe de dividendo, bruto	Importe del impuesto sobre dividendos	Importe de dividendo, neto de impuestos	Número de acciones sobre las que se paga dividendo	Dividendo por acción	Tasa impositiva aplicable a dividendo pagado
			M\$	M\$	M\$		\$	
Definitivo	Serie Única	27-04-2009			8.587.005	117.630.212	73,00	17%
Provisorio	Serie Única	25-06-2009			9.175.155	117.630.212	78,00	17%
Provisorio	Serie Única	24-09-2009			13.174.584	117.630.212	112,00	17%
Provisorio	Serie Única	23-12-2009			5.740.355	117.630.212	48,80	17%
Total			0	0	36.677.099			

21.5.- Reservas.

21.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 25.341.072 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 69.575.617.

21.5.2.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

21.5.3.- Otras reservas varias.

Corresponde a la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo y la reserva de fondos para dividendo eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Juntas de Accionistas.

21.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los resultados integrales.

El movimiento en reservas de los otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	13.814.371	(1.715.936)	12.098.435
Reservas de cobertura de flujo de caja			
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	535.821	(77.013)	458.808
Total movimientos del ejercicio	535.821	(77.013)	458.808
Reserva por revaluación			
Incremento por tasaciones del ejercicio.	30.547.974	(5.206.902)	25.341.072
Total movimientos del ejercicio	30.547.974	(5.206.902)	25.341.072
Total resultado integral			37.898.315

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2009	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	45.771.249	(8.011.940)	37.759.309
Reservas de cobertura de flujo de caja			
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	(1.474.261)	250.624	(1.223.637)
Total movimientos del ejercicio	(1.474.261)	250.624	(1.223.637)
Total resultado integral			36.535.672

22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios, terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Ventas	578.063.090	595.663.785
Venta de energía.	574.082.361	590.447.767
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	3.980.729	5.216.018
Prestaciones de servicios	27.259.467	37.589.832
Arriendo de equipos de medida.	1.626.369	2.493.450
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	2.600.613	1.210.888
Apoyos en postación.	2.359.496	6.647.031
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	4.775.774	9.091.545
Otras prestaciones	15.897.215	18.146.918
Total	605.322.557	633.253.617

22.2.- Otros ingresos por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos para los ejercicios, terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Otros ingresos por función	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	63.228	43.908
Otros ingresos de operación.	0	4.793.193
Total	63.228	4.837.101

23.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

23.1.- Gastos por naturaleza.

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración para los ejercicios, terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Costo de venta	534.529.041	554.769.288
Costo de administración	44.498.524	37.645.967
Otros gastos por función	1.720.807	697.339
	580.748.372	593.112.594
Gastos por naturaleza	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Compra de energía.	489.877.156	504.571.047
Gastos de personal.	19.885.554	20.037.413
Gastos de operación y mantenimiento. *	13.268.860	9.512.080
Gastos de administración.	31.814.076	23.759.966
Costos de mercadotecnia.	650.908	1.179.910
Depreciación.	12.194.386	11.822.120
Amortización.	54.200	17.797
Otros gastos varios de operación.	13.003.232	22.212.261
Total	580.748.372	593.112.594

* Se incluyen en este ítem, los desembolsos asociados al efecto producido por el terremoto y tsunami ocurrido en febrero de 2010, por M\$ 1.920.095.

23.2.- Gastos de personal.

El siguiente es el detalle de los gastos de personal para los ejercicios, terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Gastos de personal	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Sueldos y salarios.	21.502.668	13.201.964
Beneficios a corto plazo a los empleados.	(2.307.401)	5.017.311
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	405.416	1.627.507
Beneficios por terminación.	284.871	190.631
Total	19.885.554	20.037.413

23.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Detalle	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	12.194.386	11.822.120
Total depreciación	12.194.386	11.822.120
Amortización		
Gasto de administración.	54.200	17.797
Total amortización	54.200	17.797
Total	12.248.586	11.839.917

24.- RESULTADO FINANCIERO.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los ejercicios, terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Resultado financiero	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.907.216	5.507.081
Otros ingresos financieros.	23.603	17.365
Total Ingresos financieros	1.930.819	5.524.446
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(4.220.521)	(4.342.939)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(3.476.160)	(3.473.055)
Otros gastos.	(2.404.775)	(871.524)
Total costos financieros	(10.101.456)	(8.687.518)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(4.135.441)	4.223.486
Diferencias de cambio		
Negativas.	0	(691)
Total diferencias de cambio	0	(691)
Total resultado financiero	(12.306.078)	1.059.723

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

25.1.- Efecto en resultado por impuestos a las ganancias.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ 1.715.936 y M\$ 8.011.940 respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 “Ley de Reconstrucción” con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013. Producto de lo anterior y de conformidad a lo establecido en la NIC 12 se ha generado un efecto en resultado de M\$ 496.524 (utilidad), por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	0	(6.139.056)
Otros gastos por impuesto corriente.	(280.030)	(204.592)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(280.030)	(6.343.648)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(1.932.430)	(1.668.292)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	496.524	0
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	(1.435.906)	(1.668.292)
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(1.715.936)	(8.011.940)

25.2.- Localización del efecto en resultado por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(280.030)	(6.343.648)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(280.030)	(6.343.648)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(1.435.906)	(1.668.292)
Total gasto por impuestos diferidos, neto	(1.435.906)	(1.668.292)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(1.715.936)	(8.011.940)

25.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa vigente según la ley y el impuesto registrado para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(2.348.443)	(7.781.112)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	416.013	(23.631)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	496.524	0
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(280.030)	(207.197)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	632.507	(230.828)
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(1.715.936)	(8.011.940)

25.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01/01/2010 31/12/2010			01/01/2009 31/12/2009		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Revalorizaciones de propiedades, plantas y equipos.	30.547.974	(5.206.902)	25.341.072	0	0	0
Cobertura de flujo de caja.	535.821	(77.013)	458.808	(1.474.261)	250.624	(1.223.637)
Total		(5.283.915)			250.624	

26.- GANANCIAS POR ACCION.

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.

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	12.098.435	37.759.309
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	12.098.435	37.759.309
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	118.208.118	117.630.212
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	102,35	321,00

No existen transacciones o conceptos que generen efectos dilutivos.

27.- INFORMACION POR SEGMENTO.

27.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico, dichos informes consideran información desagregada para los estado de resultados, en clientes regulados y no regulados. Los activos y pasivos son gestionados en forma centralizada, dado que en su mayoría son usados simultáneamente para dar servicios a ambos tipos de clientes/servicios.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por los ejercicios informados es la siguiente:

27.2.- Cuadros patrimoniales.

Activos:

ACTIVOS	Eléctrico		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	4.261.755	5.137.965	4.261.755	5.137.965
Otros activos no financieros.	210.444	208.184	210.444	208.184
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	201.962.570	101.318.247	201.962.570	101.318.247
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	229.342	1.467.526	229.342	1.467.526
Inventarios.	759.508	3.565.895	759.508	3.565.895
Activos por impuestos.	5.676.986	32.951	5.676.986	32.951
Total activos corrientes	213.100.605	111.730.768	213.100.605	111.730.768
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Derechos por cobrar.	15.805.139	10.177.310	15.805.139	10.177.310
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	164.781	131.220	164.781	131.220
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	329.448.368	292.370.347	329.448.368	292.370.347
Total activos no corrientes	450.158.342	407.418.931	450.158.342	407.418.931
TOTAL ACTIVOS	663.258.947	519.149.699	663.258.947	519.149.699

Pasivos y patrimonio:

PASIVOS	Eléctrico		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos financieros.	56.308.617	48.269.581	56.308.617	48.269.581
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	57.067.680	54.582.646	57.067.680	54.582.646
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	37.913.307	20.598.159	37.913.307	20.598.159
Otras provisiones a corto plazo.	2.129.760	4.998.139	2.129.760	4.998.139
Otros pasivos no financieros.	1.371.667	980.070	1.371.667	980.070
Total pasivos corrientes	154.791.031	129.428.595	154.791.031	129.428.595
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos financieros.	194.544.818	129.300.118	194.544.818	129.300.118
Otras provisiones a largo plazo.	0	2.673.135	0	2.673.135
Pasivo por impuestos diferidos.	7.065.752	345.932	7.065.752	345.932
Provisiones por beneficios a los empleados.	11.080.363	16.557.077	11.080.363	16.557.077
Otros pasivos no financieros.	1.042.971	83.051	1.042.971	83.051
Total pasivos no corrientes	213.733.904	148.959.313	213.733.904	148.959.313
TOTAL PASIVOS	368.524.935	278.387.908	368.524.935	278.387.908
PATRIMONIO NETO				
Capital emitido.	190.294.959	160.272.138	190.294.959	160.272.138
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25.530.635	24.796.880	25.530.635	24.796.880
Primas de emisión.	1	1	1	1
Otras reservas.	78.908.417	55.692.772	78.908.417	55.692.772
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.¶	294.734.012	240.761.791	294.734.012	240.761.791
Participaciones no controladoras.			0	0
Total patrimonio	294.734.012	240.761.791	294.734.012	240.761.791
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	663.258.947	519.149.699	663.258.947	519.149.699

27.3.- Cuadro de Resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado		No regulado		Total	
	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	506.550.394	517.711.699	98.772.163	115.541.918	605.322.557
Costo de ventas	(456.278.349)	(469.386.103)	(78.250.692)	(85.383.185)	(534.529.041)	(554.769.288)
Ganancia bruta	50.272.045	48.325.596	20.521.471	30.158.733	70.793.516	78.484.329
Otros ingresos, por función.	(192.547)	4.837.101	255.775	0	63.228	4.837.101
Gasto de administración.	(44.456.566)	(37.645.967)	(41.958)	0	(44.498.524)	(37.645.967)
Otros gastos, por función.	(1.720.807)	(697.339)	0	0	(1.720.807)	(697.339)
Otras ganancias (pérdidas).	1.482.104	(266.598)	932	0	1.483.036	(266.598)
Ingresos financieros.	1.906.124	2.837.612	24.695	2.686.834	1.930.819	5.524.446
Costos financieros.	(10.101.456)	(8.687.518)	0	0	(10.101.456)	(8.687.518)
Diferencias de cambio.	0	(691)	0	0	0	(691)
Resultados por unidades de reajuste.	(4.135.441)	4.223.486	0	0	(4.135.441)	4.223.486
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(6.946.544)	12.925.682	20.760.915	32.845.567	13.814.371	45.771.249
Gasto por impuestos a las ganancias.	1.937.836	(2.428.194)	(3.653.772)	(5.583.746)	(1.715.936)	(8.011.940)
Ganancia (pérdida)	(5.008.708)	10.497.488	17.107.143	27.261.821	12.098.435	37.759.309

La depreciación y amortización de los activos, así como las adiciones o inversiones efectuadas, se detallan en la Nota N° 14.

28.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

28.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 90 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
---	--------------------------	---	----------------------	---------------------------	------------------------------	-------------------------------	----------------------

Saldos al 31 de diciembre de 2010

Pasivos corrientes	US \$	97.542	97.542	0	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	23.400.500	0	0	23.400.500	0	0
Total pasivos		23.498.042	97.542	0	23.400.500	0	0

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Pasivos corrientes	US \$	121.992	121.992	0	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	25.355.000	0	0	25.355.000	0	0
Total pasivos		25.476.992	121.992	0	25.355.000	0	0

28.2.- Saldos en moneda extranjera, pasivos corrientes.

Saldos de moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 90 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$

Pasivos financieros.	US \$	97.542	97.542	0	0	0	0
Total pasivos corrientes		97.542	97.542	0	0	0	0

Saldos de moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 90 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$

Pasivos financieros.	US \$	121.992	121.992	0	0	0	0
Total pasivos corrientes		121.992	121.992	0	0	0	0

28.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos no corrientes.

Saldos de moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 90 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$

Pasivos financieros.	US \$	23.400.500	0	0	23.400.500	0	0
Total pasivos no corrientes		23.400.500	0	0	23.400.500	0	0

Saldos de moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 90 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$

Pasivos financieros.	US \$	25.355.000	0	0	25.355.000	0	0
Total pasivos no corrientes		25.355.000	0	0	25.355.000	0	0

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

29.1.1.- Nombre del juicio: "Inversiones Santa Paula con CGE Distribución S.A."

Fecha: 15 de noviembre de 2006.
Tribunal: 13º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 20.683-2006.
Materia: Demanda en juicio ordinario de indemnización de perjuicios, derivado de habersele suministrado energía eléctrica a ocupantes ilegales de un terreno, lo que habría "alentado" la prolongación en el tiempo de la usurpación.
Cuantía: M\$ 82.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda. La demandante presentó un recurso de apelación que se encuentra pendiente.

29.1.2.- Nombre del juicio: "Compañía Papelera del Pacífico (PAIMASA) y otra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 4 de mayo de 2007.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 7576-2007.
Materia: Indemnización de perjuicios por daños provocados por incendio en la Planta de la Papelera.
Cuantía: M\$ 216.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda. Con fecha 7 de octubre de 2010, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo que se encuentra pendiente de resolución.

29.1.3.- Nombre del juicio "Garrido con Río Maipo".

Fecha: 15 de julio de 2003.
Tribunal: 3º Juzgado de letras de San Bernardo, Rol Nº 10543-2003.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte indebido de suministro.
Cuantía: M\$ 54.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

29.1.4.-Nombre del juicio: "Miranda con CGE Distribución S.A."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Concepción, Rol Nº 4385-2007.
Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato.
Cuantía: M\$ 113.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

29.1.5.-Nombre del juicio: "Reyes González con Correa, Olimpo y Otra".

Fecha: 2 de noviembre de 2007.
Tribunal: 7º Juzgado del Trabajo de Santiago, causa Rol Nº 944-2007
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente del trabajo.
Cuantía: M\$ 374.000.-

Estado: Para fallo de primera instancia.

29.1.6.-Nombre del juicio: "Calderón y otros con Sociedad Paviol y CGE Distribución S.A."

Fecha: 11 de junio de 2007.
Tribunal: 1º Juzgado del Trabajo de Rancagua, Rol N° 94.607-2008.
Materia: Demanda laboral por despidos injustificados.
Cuantía: M\$ 87.000
Estado: Con fecha 7 de mayo de 2010, la sentencia de primera instancia acogió la demanda, condenando a pagar a CGED la cantidad de \$ 39.488.665. Posteriormente, con fecha 30 de agosto de 2010 la Corte de Apelaciones de Rancagua confirmó la sentencia con incremento de \$ 57.780.307. Finalmente, con fecha 15 de septiembre de 2010, se presentó un recurso de casación en el fondo por la demandante.

29.1.7.-Nombre del juicio "Fisco con CGE Distribución S.A."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por reembolso de financiamiento por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 208.441.
Estado: Período de discusión.

29.1.8.- Nombre del Juicio: "Amaya con CGE Distribución S.A."

Fecha: 17 de octubre de 2007.
Tribunal: 2º Juzgado de letras de Coronel.
Materia: Indemnización de perjuicios por conflicto relativo a servidumbres.
Cuantía: M\$ 50.000.
Estado: Declarado abandono del procedimiento.

29.1.9.- Nombre del Juicio: "Cuevas con CGE Distribución S.A."

Fecha: 25 de mayo de 2009.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Concepción. Rol N°4125-09.
Materia: Indemnización de perjuicios por lesiones provocadas por instalaciones de CGE Distribución S.A.
Cuantía: M\$ 70.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

29.1.10.- Nombre del Juicio: "Parra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 04 de agosto de 2008.
Tribunal: 3º Juzgado Civil de Concepción.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro.
Cuantía: M\$ 36.550.
Estado: Etapa de discusión.

29.1.11.- Nombre del Juicio: "Interamericana con CGE Distribución S.A."

Fecha: 11 de agosto de 2009.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro que afectó el proceso de producción de la demandante.
Cuantía: MUS\$ 46.
Estado: Período de prueba.

29.1.12.- Nombre del Juicio: "Torres con CGE Distribución S.A."

Fecha: 20 de marzo de 2008.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.
Materia: Indemnización de perjuicios por responsabilidad extra contractual por accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Etapa de prueba.

29.1.13.- Nombre del Juicio: "Sandoval con CGE Distribución S.A."

Fecha: 14 de julio de 2009.
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de ciclista que tuvo contacto con instalaciones de CGED.
Cuantía: M\$ 800.000.
Estado: Sentencia de primera instancia condena a pagar MM\$30. Pendiente la notificación del fallo referido.

29.1.14.- Nombre del Juicio: "Mancilla con Fabbri y CGE Distribución S.A."

Fecha: 29 de diciembre de 2008.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca, Rol N° 1151-2008.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 28 de diciembre de 2006, donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGED.
Cuantía: M\$ 200.000.
Estado: Período de prueba.

29.1.15.- Nombre del Juicio: "Ilustre Municipalidad de Talca con CGE Distribución S.A."

Fecha: 2 de junio de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado de letras de Talca, Rol N°1581-09.
Materia: Municipalidad de Talca pretende que se declare que los postes de distribución de energía eléctrica son de su propiedad y cobrar servidumbre a CGED por el uso que se hace de ellos con las redes de distribución.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Para fallo de primera instancia.

29.1.16.- Nombre del Juicio: "Ilustre Municipalidad de Chillán Viejo con CGE Distribución S.A."

Fecha: 22 de junio de 2010.
Tribunal: 2° Juzgado de letras de Chillán, Rol N°852-10.
Materia: Municipalidad de Chillán Viejo pretende que se declare que los postes de distribución de energía eléctrica son de su propiedad y cobrar servidumbre a CGED por el uso que se hace de ellos con las redes de distribución.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Pendiente resolución de excepción dilatoria opuesta a la demanda.

29.1.17.- Nombre del Juicio: "Colil Almendra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 7 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de Coronel.
Materia: Se reclama pago de indemnizaciones por servidumbre.
Cuantía: M\$ 57.200.
Estado: Etapa de discusión.

29.1.18.- Nombre del Juicio: "Reinoso con Millenium S.A. y otros."

Fecha: 14 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado del Trabajo de Santiago, Rol N°1348-2010.
Materia: Con fecha 3 de marzo de 2006, dos Oscar Orlando López, ex trabajador de la demandada principal, sufrió electrocución y caída en altura, lo que le provocó lesiones graves (100% de incapacidad), por lo que demandó indemnización de perjuicios a la empresa contratista y de manera solidaria a TECNET, CONAFE Y CGED.
Cuantía: M\$ 580.000.
Estado: El tribunal ordenó el archivo de los antecedentes.

29.1.19.- Nombre del Juicio: "Navarrete con CGE Distribución S.A."

Fecha: 13 de octubre de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios causado a conductor de motocicleta por cable de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 55.000.
Estado: Etapa de discusión.

29.1.20.- Nombre del Juicio: "Sépulveda con CGE Distribución S.A."

Fecha: 25 octubre de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de San Bernardo.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de cliente de CGED.
Cuantía: M\$ 34.106
Estado: Etapa de prueba.

29.1.21.- Nombre del Juicio: “Muñoz Valenzuela con CGED y Servicios Integrales Van Limitada”

Fecha: 18 de noviembre de 2010.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.
Materia: Indemnización de perjuicios causado en accidente sufrido por trabajador de contratista de servicios de mantención.
Cuantía: M\$ 100.000
Estado: Etapa de discusión.

29.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:

29.2.1.- Nombre del juicio: “Colbún con CGE Distribución S.A.”

Árbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg.
Materia: Pretensión de Colbún en orden a modificar los precios fijados para los clientes libres de la VII Región, abastecidos a través del contrato de suministro entre CGE Distribución S.A. y Colbún S.A.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba concluída.

29.2.2.- Nombre del juicio: “Ingeniería Paviol con CGE Distribución S. A.”

Árbitro: Arturo Yrarrázaval Covarrubias.
Materia: Indemnización de perjuicios por diferencias de montos en liquidación de contrato con contratista de CGED.
Cuantía: MUF 58.
Estado: Etapa de prueba concluída.

29.3.- Juicios ante tribunales de Defensa de la Libre Competencia:

29.3.1.- Nombre de juicio: “Gestora de Fondos de Inversión Privados San Pedro S.A. y otra contra CGE Distribución S.A”.

Materia: Demanda por infracción el artículo 3°, letra b, del D.L. 211. Solicita que se ordene compra de redes por un monto de aproximadamente M\$291.000 y aplicación de multa por el máximo legal (hasta 20.000 UTA).
Cuantía: M\$ 291.000, mas contingencia de multa.
Estado: Demanda contestada el 10 de diciembre de 2010. Tribunal ofició a la SEC y la FNE para que informen, con plazo máximo hasta el 3 de marzo de 2011.

29.4.- Sanciones administrativas:

29.4.1.- Con fecha 14 de enero de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 81-2005, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 550 UTM por no dar respuesta a solicitudes y reclamos de clientes dentro del plazo de 30 días establecido en Oficio Circular N° 4853 de la SEC. Al cierre de los estados financieros se encuentra pendiente la resolución de la reposición.

29.4.2.- Con fecha 25 de noviembre 2009, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 2265-2009, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 83 UTA por infracción a índices máximos de interrupción de suministro, período noviembre de 2006 a noviembre de 2007. Con fecha 4 de diciembre de 2009 se presentó reposición, la que fue rechazada mediante Resolución Exenta N° 2.116, de fecha 13 de agosto de 2010.

29.4.3.- Con fecha 7 de julio 2010, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 1739-2010, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 3.000 UTA por no facturar entre diciembre de 2009 y marzo de 2010, como resultado de problemas en la implementación de la nueva plataforma informática. Se interpuso reposición ante SEC el 16 de diciembre de 2010, la que fue rechazada por la Resolución Exenta N° 3615, de 7 de diciembre de 2010. Se interpuso reclamación de ilegalidad el 27 de diciembre de 2010, dando lugar a la causa Ingreso Corte N° 7482-2010, que se tramita ante la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte, a la fecha, no ha proveído la reclamación.

29.4.4.- Con fecha 01 de diciembre 2010, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 3485-2010, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 132 UTA por infracción a índices máximos de interrupción de suministro, período noviembre de 2007 a noviembre de 2008. Se interpuso reposición ante SEC el 16 de diciembre de 2010, encontrándose pendiente la resolución.

29.5.- Restricciones:

CGE Distribución S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Indice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento	Pasivo exigible sobre patrimonio más interés minoritario	$< o = 1,5$ veces
Patrimonio mínimo	Total patrimonio	$> o =$ MUF 6.700
Activos en el sector electricidad	Total de activos	$> o = 0,7$ veces
Activos en el sector electricidad	Capital insoluto bonos	$> o = 2$ veces
Activos libres de garantías reales	Deuda Financiera	$> o = 1,2$ veces

30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Subsidiaria	31-12-2010				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	3	7	10	8
CHILLAN	0	12	20	32	31
CONCEPCION	1	35	56	92	93
CORONEL	0	11	13	24	22
CURICO	0	11	33	44	41
LINARES	0	7	15	22	23
LOS ANGELES	0	8	14	22	22
RANCAGUA	1	54	80	135	101
SAN BERNARDO	1	67	149	217	217
SAN FERNANDO	0	15	21	36	59
SANTIAGO	17	57	26	100	100
TALCA	1	56	119	176	160
TALCAHUANO	0	9	14	23	22
TEMUCO	1	33	40	74	73
TOME	0	6	6	12	12
VILLARRICA-PUCON	0	7	14	21	21
Total	22	391	627	1.040	1.005

Subsidiaria	31-12-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	3	7	10	13
CHILLAN	0	10	21	31	32
CONCEPCION	1	34	59	94	97
CORONEL	0	7	14	21	19
CURICO	0	9	23	32	31
LINARES	0	7	15	22	22
LOS ANGELES	0	7	15	22	23
RANCAGUA	1	36	52	89	87
SAN BERNARDO	1	58	141	200	163
SAN FERNANDO	0	15	30	45	40
SANTIAGO	16	57	25	98	103
TALCA	1	40	70	111	86
TALCAHUANO	0	6	16	22	19
TEMUCO	0	29	43	72	73
TOME	1	6	6	13	12
VILLARRICA-PUCON	0	6	14	20	21
Total	21	330	551	902	841

32.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, lo que se realiza a través de redes de tendido eléctrico que usualmente se desarrollan a través de bienes nacionales de uso público. La naturaleza de esta actividad involucra la entrega de un servicio energético limpio y no contaminante, que no altera las condiciones del medio ambiente.

Además de lo anterior, los proyectos eléctricos en que CGE Distribución participa cumplen con la normativa y reglamentación sectorial existente sobre la materia, incluyendo en proyectos que así lo requieran, estudios de evaluación de su impacto ambiental.

La Sociedad no ha sido afectada con desembolsos relacionados con el medio ambiente.

33.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de los estados financieros, y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos.

ANALISIS RAZONADO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010

Razón Social: CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
Rut: 99.513.400-4

Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS).

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados Integrales y el Estado de Flujos de Efectivo se comparan con los saldos al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

1.- Análisis de las áreas de negocios.

CGE Distribución es una empresa de servicio público que distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bio Bio y de la Araucanía abasteciendo directamente a 1.301.179 clientes.

2.- Análisis del Estado de Resultados.

2.1.- Estado de Resultados.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 10	Dic. 09	Var.	Var. %
Venta de Energía	574.082	590.448	-16.365	-2,8%
Compra de Energía	-441.305	-469.752	28.446	-6,1%
Peajes	-48.571	-34.819	-13.752	39,5%
Margen Distribución	84.206	85.877	-1.671	-1,9%
Ingresos Servicios Complementarios	25.543	40.027	-14.485	-36,2%
Costos Servicios Complementarios	-11.250	-14.722	3.471	-23,6%
Margen de Servicios Complementarios	14.293	25.306	-11.013	-43,5%
Margen Bruto	98.499	111.183	-12.684	-11,4%
Costos Administración y O&M	-58.504	-58.522	18	0,0%
Ebitda	39.994	52.660	-12.666	-24,1%
Depreciación	-12.249	-11.822	-427	3,6%
Resultado Operacional	27.746	40.838	-13.093	-32,1%
Ingresos Financieros	1.931	5.524	-3.594	-65,1%
Gastos Financieros	-10.101	-8.688	-1.414	16,3%
Otros Ingresos y Egresos	-1.625	5.138	-6.763	-131,6%
Resultado por Unidades de Reajuste	-4.135	2.958	-7.093	-239,8%
Resultado Antes de Impuestos	13.814	45.771	-31.957	-69,8%
Impuesto a la Renta	-1.716	-8.012	6.296	-78,6%
Ganancia del Ejercicio	12.098	37.759	-25.661	-68,0%

2.2.- Análisis de Resultados.

La ganancia del ejercicio disminuyó en 68,0% explicado por un menor margen de los servicios complementarios, un efecto desfavorable del resultado de unidades de reajuste y menores otros ingresos y egresos, en parte compensado por menores impuestos.

El resultado del margen de distribución se explica por mayores costos de compra correspondientes a años anteriores, en parte compensado por una mayor venta física de 1.3%.

El margen de servicios complementarios disminuye principalmente debido a la fijación de tarifas reguladas de los servicios asociados a la distribución eléctrica, donde destacan la disminución de los ingresos por servicio de apoyos en postación y disminución de ingresos por pago fuera de plazo.

Adicionalmente destaca las menores construcciones a terceros producto básicamente de la menor actividad.

Los costos administrativos y O&M se mantienen con respecto al 2009 donde destaca un mayor gasto en informática y telecomunicaciones y mayores gastos generados por planes de contingencia post terremoto destinados a la recuperación de suministro eléctrico, ambos efectos compensados por menores gastos administrativos.

En otros ingresos y egresos se refleja una variación negativa debido a ingresos obtenidos en el 2009 correspondientes a años anteriores (diferencias en liquidaciones de suministro generadas durante el 2008).

El efecto del resultado por unidades de reajuste se debe a la apreciación de la UF durante el 2010 respecto a la disminución en el ejercicio 2009 (2,4% vs -2,4%) y su efecto en las deudas (el 63% de las deudas están expresadas en UF).

2.3.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores físicos y financieros.

	Unidad	Dic. 10	Dic. 09	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	1.301.179	1.279.933	21.246	1,7%
Ventas físicas de energía	GWh	6.447	6.362	85	1,3%
Ventas monetarias de energía	MM\$	574.082	590.448	-16.365	-2,8%
Compras monetarias de energía y peajes	MM\$	489.876	504.571	-14.695	-2,9%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM\$	36.164	66.281	-30.116	-45,4%
Cobertura de gastos financieros	Veces	2,37	6,27	-3,90	-62,2%
Ingresos de explotación / costos de explotación	Veces	1,13	1,14	-0,01	-0,8%
Utilidad por acción	\$	97,2	321,0	-223,8	-69,7%

3.- Análisis del Estado de Situación Financiera.

3.1.- Activos.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 10	Dic. 09	Var.	Var. %
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.262	5.138	-876	-17,1%
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	201.963	101.318	100.644	99,3%
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	229	1.468	-1.238	-84,4%
Inventarios	760	3.566	-2.806	-78,7%
Otros activos no financieros	210	208	2	1,1%
Activos por impuestos	5.677	33	5.644	17128,6%
Total Activos Corrientes	213.101	111.731	101.370	90,7%
Derechos por cobrar	15.805	10.177	5.628	55,3%
Plusvalía	104.740	104.740	0	0,0%
Propiedades, Planta y Equipo	329.448	292.370	37.078	12,7%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	165	131	34	25,6%
Total Activos No Corrientes	450.158	407.419	42.739	10,5%
TOTAL ACTIVOS	663.259	519.150	144.109	27,8%

3.2.- Análisis Activos.

Al 31 de diciembre de 2010 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de \$ 144.109 millones respecto del 31 de diciembre de 2009, de los cuales se debe distinguir:

- Aumento en deudores comerciales corrientes por \$ 100.647 millones producto del incremento del costo marginal de la energía y del desfase temporal en la recaudación.
- Aumento de los activos por impuestos por \$ 5.644 millones debido al mayor pago de PPM con respecto a la utilidad obtenida.
- Aumento de los derechos por cobrar por \$ 5.628 millones debido a los mayores convenios de largo plazo.
- Aumento neto de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad por \$ 37.078 millones, producto de la revaluación del activo fijo por \$ 30.548 millones, las inversiones por \$ 19.205 millones, necesarias

para cumplir los requerimientos de crecimiento de la demanda de los clientes y la calidad de servicio exigida por la autoridad, compensados parcialmente por las depreciaciones por \$ 12.194 millones.

3.3.- Pasivos y Patrimonio Neto.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 10	Dic. 09	Var.	Var. %
Pasivos financieros	56.309	48.270	8.039	16,7%
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	57.068	54.583	2.485	4,6%
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	37.913	20.598	17.315	84,1%
Provisiones	2.130	4.998	-2.868	-57,4%
Otros pasivos no financieros	1.372	980	392	40,0%
Total Pasivos Corrientes	154.791	129.429	25.362	19,6%
Pasivos financieros	194.545	129.300	65.245	50,5%
Provisiones, no Corriente	0	2.673	-2.673	-100,0%
Pasivos por Impuestos Diferidos	7.066	346	6.720	1942,5%
Otros pasivos no financieros	1.043	83	960	1155,8%
Provisiones por beneficios a los empleados	11.080	16.557	-5.477	-33,1%
Total Pasivos No Corrientes	213.734	148.959	64.775	43,5%
TOTAL PASIVOS	368.525	278.388	90.137	32,4%
Capital Emitido	190.295	160.272	30.023	18,7%
Otras Reservas	78.908	55.693	23.216	41,7%
Ganancias (pérdidas) acumuladas	25.531	24.797	734	3,0%
Total Patrimonio Neto	294.734	240.762	53.972	22,4%
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO	663.259	519.150	144.109	27,8%

3.4.- Análisis Pasivos y Patrimonio Neto.

Al 31 de diciembre de 2010 los pasivos totales y patrimonio neto aumentaron en \$ 144.109 millones respecto al 31 de diciembre de 2009, es decir 27,8%, lo cual es explicado principalmente por:

- Aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$ 17.315 millones debido al aumento de la cuenta corriente mercantil a pagar a la matriz CGE.
- Aumento de los pasivos financieros por \$ 8.039 millones, debido principalmente a la línea de crédito tomada con el Banco Corpbanca, en parte compensada con el pago de otras deudas de corto plazo.

- Los pasivos financieros no corrientes aumentan en \$ 65.245 millones, principalmente producto de las nuevas deudas financieras con el Banco Estado, Banco de Chile y Banco ITAU.
- Respecto del patrimonio, cabe señalar que éste aumentó en \$ 53.972 millones respecto de 2009. Esta variación se explica principalmente por el aumento de capital de la empresa y la revaluación del activo fijo a otras reservas.

3.5.- Principales Indicadores.

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

	Unidad	Dic. 10	Dic. 09
Liquidez corriente	Veces	1,38	0,86
Razón ácida	Veces	1,37	0,84
Deuda / patrimonio	Veces	1,25	1,16
Deuda corto plazo / deuda total	%	42,00	46,49
Deuda Largo plazo / deuda total	%	58,00	53,51
Deuda bancaria / deuda total	%	42,11	29,30
Obligaciones con el público / deuda total	%	19,55	26,66
Rentabilidad del patrimonio	%	4,52	15,68
Rendimiento de activos operacionales	%	6,68	10,39

4.- Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

4.1.- Estado de Flujos de Efectivo.

(Cifras en millones de pesos)

	Dic. 10	Dic. 09	Var.	Var. %
Flujo neto por actividades de la operación	-79.201	59.631	-138.832	-232,8%
Flujo neto por actividades de financiamiento	100.135	-30.585	130.719	-427,4%
Flujo neto por actividades de inversión	-21.810	-29.509	7.699	-26,1%
Flujo neto total del ejercicio	-876	-462	-414	89,5%
Saldo inicial de efectivo	5.138	5.600	-462	-8,3%
Saldo final de efectivo	4.262	5.138	-876	-17,1%

4.1.- Análisis de Flujos de Efectivo.

La Sociedad ha generado durante el ejercicio 2010, un flujo neto de \$ -876 millones, inferior en \$ 414 millones con respecto al año anterior, donde se obtuvo un flujo de \$ -462 millones.

Las actividades de la operación generaron una variación neta negativa de \$ 138.832 millones, producto fundamentalmente de una menor recaudación de deudores por venta de \$ 161.629 millones en parte compensado por un menor pago a proveedores por \$ 27.939 millones, ambos efectos se explican por la disminución de precio de compra. Adicionalmente es necesario mencionar un desfase temporal de la recaudación.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de \$ 130.719 millones, originado principalmente por las nuevas deudas con bancos, al aumento de capital y al aumento de la cuenta corriente mercantil con la matriz.

Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva de \$ 7.699 millones que se explica por la menor incorporación de activos fijos durante el 2010.

Considerando el saldo inicial de efectivo de \$ 5.138 millones y el flujo neto negativo total del ejercicio 2010 de \$ 876 millones, el saldo final de efectivo es de \$ 4.262 millones.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

5.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones Metropolitana y de la Araucanía. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

5.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es definir un marco regulatorio que contempla un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha contribuido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas a cobrar a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen producir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

5.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

CGE DISTRIBUCIÓN distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío y de la Araucanía y abastece a 1.301.179 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 6.447 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2007 y 2009, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE DISTRIBUCION tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con diversos generadores del sistema, Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A. y Eléctrica Puntilla S.A., acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 10 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCION mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables no inferiores a tres años y ajustados a los plazos suscritos con los clientes libres de la compañía.

Así, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

Demanda

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo *per cápita* aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

Mercado de Generación

En el año 2008, debido a la falta de incentivos existente en los años anteriores para realizar inversiones en el segmento de la generación, las cuales se han comenzado a superar a partir de las modificaciones introducidas en la legislación por la Ley Corta II, en el año 2005, se decretó racionamiento de energía, disponiéndose medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien dicha situación fue fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, y no es posible asegurar que ellas no se repitan, el desarrollo de nuevas inversiones en los sistemas de generación ha permitido una reducción del riesgo, no previéndose situaciones de escasez en el corto plazo.

5.1.3.- Precios.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del 10% \pm 4% al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución considera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE y las propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de

distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual el sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista tarifario ya que los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector.

5.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados. En efecto, tal como se ha indicado anteriormente, los pasivos financieros del Grupo CGE se han denominado mayoritariamente en Unidades de Fomento o pesos chilenos, a tasa fija y a largo plazo.

5.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD, matriz de CGE DISTRIBUCIÓN, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US\$ 50 millones, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera

(Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

5.2.2.- Riesgo de variación Unidad de Fomento.

La Compañía mantiene el 63% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso.

5.2.3.- Riesgo de Tasa de Interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, CGE DISTRIBUCIÓN posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 52% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

5.2.4.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

El riesgo de liquidez en CGE DISTRIBUCIÓN, es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 22% del total. El 78% de la deuda se ha estructurado a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios.

5.2.5.- Determinación del valor razonable de instrumentos financieros.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la empresa al 31 de diciembre de 2010 y su diferencia con respecto al valor libro resultó de un -0,7%.

5.2.6.- Riesgo de Crédito.

Las cuentas por cobrar están constituidas principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente.

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 83% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 69% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 43% es menor a los tres meses.

5.3.- Control Interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.

HECHOS RELEVANTES

Razón Social: CGE DISTRIBUCION S.A.

Rut: 99.513.400-4

Por el ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2010, se produjeron los siguientes hechos relevantes:

- A. Con fecha 28 de enero de 2010, en Sesión Ordinaria de Directorio N°75, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley N° 18.046, modificada por la Ley N° 20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas.

La mencionada política para CGE DISTRIBUCIÓN S.A., incluye todas las operaciones ordinarias en consideración al giro social, que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, las que se pasan a detallar:

1. Prestación de servicios de administración de procesos tarifarios relativos al valor nuevo de reemplazo, costos e ingresos de explotación, procesos de fijación de valor agregado de distribución y de tarifas de servicios, de determinación de tarifas de suministro aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios y de tarifas reguladas de peajes de distribución y de precios de servicios no consistentes en energía eléctrica asociados al suministro de energía.
2. Prestación de servicios de administración centralizada de compra de energía y potencia, incluyendo la administración de los contratos de peajes de instalaciones de transmisión y la gestión integral de licitaciones para clientes regulados, así como la posterior administración de los contratos de abastecimiento para clientes regulados y libres, vigentes y nuevos.
3. Prestación de Servicios de análisis y elaboración de presupuestos de margen de compraventa de energía y potencia.
4. Prestación de servicios de administración de solicitudes de ampliación de la zona de concesión de distribución y supervisión de su correcta explotación.
5. Prestación de servicios de asesoría en la administración de contratos con clientes libres, en la negociación y preparación de ofertas para nuevos contratos de suministro para clientes libres y en el cálculo mensual del margen de los mismos contratos.
6. Prestación de servicios relacionados con planificación y desarrollo de redes, automatización del sistema de distribución, calidad de servicio, planes de mantenimiento y despacho.
7. Prestación de servicios relacionados con administración de cobranzas, gestión de pérdidas no técnicas, encuestas, imagen, servicios complementarios y obras a terceros.
8. Prestación de servicios relacionados con elaboración, control y seguimiento del presupuesto anual y proyecciones de largo plazo y estudios y evaluaciones de proyectos.

9. Prestación de servicios relacionados con la gestión de personas, gestión de cargos, evaluación de desempeño, sistema de salud, capacitación, reclutamiento y selección, desarrollo de personal, presupuesto, clima interno e higiene y seguridad.
10. Asesoría y gestión en licitaciones o contratación directa de servicios prestados por contratistas, en la administración de tales contratos y en la evaluación, fiscalización y control de contratistas, especialmente en el cumplimiento de la normativa relativa a la subcontratación.
11. Prestación de servicios relacionados con comunicaciones internas, externas, administración de grupos de interés, comunicaciones en emergencias y asesorías a ejecutivos.
12. Prestación de servicios de facturación, reparto de estado de cuentas, cobro y recaudación de precios o cuotas correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.
13. Prestación de servicios de publicidad y promoción a través del documento de cobro del servicio eléctrico, correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.
14. Prestación de servicios de operación técnica de estaciones transformadoras y líneas, y de planimetría.
15. Prestación de servicios de instalación, verificación y certificación de medidores, de elaboración de proyectos eléctricos, de construcción y mantenimiento de redes de baja y media tensión energizadas, de atención de emergencias y reclamos en redes eléctricas de distribución, de medición y registro de variables eléctricas, de generación móvil en redes de distribución, supervisión y control de apoyos de telecomunicaciones en postes, de construcción, administración e inspección técnica de obras, de administración de sistemas de telemetría (SAT).
16. Prestación de servicios de asesoramiento en diseño y uso de espacios en oficinas.
17. Prestación de servicios de mantenimiento de equipos eléctricos, de sistemas de telemetría y telecontrol (Scada).
18. Prestación de servicios de inspección termográfica, revisión y diagnóstico de transformadores.
19. Compra y venta de energía y potencia eléctrica.
20. Compra y venta de transformadores de distribución, transformadores especiales y de potencia y la prestación de servicios asociados a estos equipos, tales como análisis de aceite, reparaciones y montajes.
21. Asesoría y gestión contable y tributaria.
22. Asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgos y seguros.
23. Prestación de servicios de logística, de gestión comercial de compra y venta de materiales y equipos, de control de existencias, importaciones, de transporte y de operaciones de almacenes, de gestión de contratación de seguros.
24. Contratos de arrendamiento o leasing operacional de oficinas, equipos, bienes muebles y vehículos.
25. Prestación de servicios de mantenimiento y administración de sistemas de comunicación telefónica.

26. Contratos de prestación de servicios recaudación y facturación, de administración, de asesoría y gestión financiera, de tesorería, contraloría, de auditoría interna, de procesos y soluciones de negocios, de contabilidad, asesoría tributaria, de asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgo y seguros, de administración de registros de accionistas y de servicios legales.
27. Operaciones financieras referidas a contratos de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros.
28. Prestación de servicios de soporte y desarrollo informático, de ingeniería en informática y comunicaciones, de uso y mantención del sistema informático, de registro de asistencia y asistencia móvil, de sistemas de voz y datos, de contac center, de administración de datos y de soporte de planificación estratégica.
29. Contratos de provisión de equipos de microinformática y respuesta (Help Desk), provisión de equipos de telecomunicaciones, gestión de enlaces, almacenamiento de información y su puesta a disposición permanente en las aplicaciones que utilicen los usuarios (Datacenter).
30. Operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija o variable, compra y venta de divisas, derivados financieros, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, coberturas de tasa, opciones y futuros; otorgamiento de aval, fianza y codeuda solidaria y garantías en general, y en general operaciones en cuentas corrientes de la Sociedad.
31. Contratos remunerados de afianzamiento simple o solidario, codeuda solidaria y otras garantías personales.
32. Asesoría en la implementación del modelo de control de gestión Balanced Scorecard.
33. Prestación de servicios de administración y gestión del plan de negocio de productos y servicios no regulados.

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

- B. Con el fin de informar sobre los efectos del terremoto, solicitados mediante Oficio Circular N°574 del 1 de marzo de 2010, con fecha 3 de marzo de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

“Con relación a lo instruido mediante el oficio de la referencia , CGE DISTRIBUCION S.A. informa que a esta fecha aún no es posible determinar la magnitud del eventual impacto es su situación financiera a consecuencia del terremoto del pasado 27 de febrero de 2010.

En la medida que se vayan conociendo los antecedentes que permitan efectuar esa estimación, ésta será comunicada a la Superintendencia de Valores y Seguros, bolsas de valores y al público en general.

Sin perjuicio de lo anterior, a este instante la empresa ha repuesto el suministro eléctrico al 81% de sus clientes.

En lo que se refiere a seguros vigentes, EMPRESA CGE DISTRIBUCION S.A. cuenta con pólizas para cubrir el riesgo de daños a sus edificios, contenidos, existencias y equipo en general a consecuencia de sismos, con límite único y combinado de 500.000 unidades de fomento por cada evento”

- C. Conforme a lo establecido en la Circular N° 660 de fecha 22 de octubre de 1986 de esa Superintendencia de Valores y Seguros, me es grato informar a ustedes que el Directorio de CGE Distribución S.A., en su sesión de fecha 19 de marzo de 2010, acordó proponer a la Junta de Accionistas de la sociedad, citada para el día 19 de abril de 2010, el reparto de un dividendo definitivo N° 25 de \$ 46,10.- por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio 2009.

De aprobar la referida Junta la propuesta del Directorio, el dividendo definitivo N° 25 de \$ 46,10.- por acción se pagaría el día 28 de abril de 2010.

- D. Con fecha 8 de abril de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros, complementando la información, solicitada mediante Oficio Circular N°574 del 1 de marzo de 2010:

“Con respecto a la continuidad de las operaciones, se informa que a esta fecha la empresa tiene disponibilidad prácticamente del 100% de su red y que, en consecuencia, el estado de nuestras instalaciones nos permitirá atender toda la demanda que se presente durante el presente año.

En cuanto al deterioro de las instalaciones, plantas u otros activos físicos, se informa que la estimación del daño asciende aproximadamente a la suma de MM\$ 2.400, entre reparaciones y reposiciones, descontada la recuperación esperada por concepto de seguros, suma que representa el 0,46% del total de los activos consolidados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2009.”

- E. Con fecha 30 de noviembre de 2010, en conformidad a lo establecido en el Artículo 9° e inciso 2° del Artículo 10° de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, debidamente facultado por el Directorio, informo a usted el Hecho o Información Esencial siguiente:

Con esta fecha, en que se inicia el respectivo periodo de opción preferente, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la Sociedad, suscribió y pago un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8° Junta Extraordinaria de Accionistas,

celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de \$ 30.001.933.228, representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

La operación antes referida no producirá efectos en los resultados de CGE Distribución S.A.

Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de los estados financieros, y su fecha de emisión, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

Razón Social: CGE DISTRIBUCION S.A.
 Rut: 99.513.400-4

Con fecha 25 de febrero de 2011, en Sesión ordinaria de Directorio N° 88 las personas abajo indicadas toman conocimiento, y se declaran responsables sobre la veracidad de la información incorporada en el presente informe anual de los estados financieros al 31 de diciembre de 2010, según el siguiente detalle:

Informe	Individual
Estado intermedio de situación financiera clasificado	X
Estado intermedio de resultados por función	X
Estado intermedio de resultados integral	X
Estado intermedio de cambios en patrimonio neto	X
Estado intermedio de flujos de efectivo directo	X
Notas explicativas a los estados financieros	X
Análisis razonado	X
Hechos relevantes	X

Nombre	Cargo	Rut
Francisco Marín Estévez	Presidente del Directorio	2.773.387-5
Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	6.561.811-7
Pablo Pérez Cruz	Director	6.441.732-0
Francisco Marín Jordán	Director	8.351.571-6
Cristian Neuweiler Heinsen	Director	6.562.488-5
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	6.376.813-8
Mario Donoso Aracena	Gerente General	5.836.260-3

Santiago, 25 de febrero de 2011.

Dirección y Supervisión
Departamento de Marketing CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

Diseño y Diagramación
Clarke y Bernier Ltda.

Fotografías
Archivo CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

Impresión
Morgan Impresores S.A.

OFICINA CENTRAL

Teatinos 280, Piso 16
Teléfono: (56-2) 680 7204
Fax: (56-2) 680 7777
Santiago · Chile

SAN BERNARDO

América 663
Teléfono: (56-2) 540 7099
Fax: (56-2) 540 7088

LA PINTANA

Baldomero Lillo 1935
Teléfono: (56-2) 540 7103
Fax: (56-2) 540 7101

SAN JOSÉ DE MAIPO

Comercio 20008
Teléfono: (56-2) 861 1011
Fax: (56-2) 861 1011

TALAGANTE

Balmaceda 1153
Teléfono: (56-2) 540 7300
Fax: (56-2) 540 7317

PUENTE ALTO

Teniente Bello 105
Teléfono: (56-2) 540 7274
Fax: (56-2) 851 3805

CURACAVÍ

Av. O'Higgins 2092
Teléfono: (56-2) 680 7589
Fax: (56-2) 835 1031

BUIN

San Martín 453
Teléfono: (56-2) 821 8195
Fax: (56-2) 821 8175

PIRQUE

Av. Concha y Toro 02659
Teléfono: (56-2) 344 8725

RANCAGUA

Av. L. B. O'Higgins 265
Teléfono: (56-72) 206 110
Fax: (56-72) 206 104

RENGO

Urriola 102
Teléfono: (56-72) 206 711
Fax: (56-72) 206 743

SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA

Germán Riesco 1301
Teléfono: (56-72) 299 221
Fax: (56-72) 299 215

LAS CABRAS

San Martín 898, local 5 y 6
Teléfono: (56-72) 502 463
Fax: (56-72) 502 463

SAN FERNANDO

Av. L. B. O'Higgins 419
Teléfono: (56-72) 299 110
Fax: (56-72) 299 145

CURICÓ

Estado 237
Teléfono: (56-75) 563 610
Fax: (56-75) 563 613

MOLINA

Libertad 1342
Teléfono: (56-75) 563 682
Fax: (56-75) 563 681

TALCA

2 Sur 1445
Teléfono: (56-71) 208 100
Fax: (56-75) 208 104

SAN JAVIER

Sargento Aldea 2510
Teléfono: (56-73) 321 313
Fax: (56-73) 322 420

LINARES

Manuel Rodríguez 669
Teléfono: (56-73) 562 110
Fax: (56-73) 562 126

CHILLÁN

Herminda Martín 542
Teléfono: (56-42) 209 102
Fax: (56-42) 209 105

CONCEPCIÓN

Barros Arana 64
Teléfono: (56-41) 2200 100
Fax: (56-41) 2200 105

TALCAHUANO

Colón 876
Teléfono: (56-41) 2206 610
Fax: (56-41) 2206 615

TOMÉ

Nogueira 955
Teléfono: (56-41) 2206 410
Fax: (56-41) 2206 415

CORONEL

Los Carrera 284
Teléfono: (56-41) 2206 510
Fax: (56-41) 2206 515

LOS ÁNGELES

J. Manso de Velasco 399
Teléfono: (56-43) 409 100
Fax: (56-43) 409 105

TEMUCO

Manuel Montt 669
Teléfono: (56-45) 209 100
Fax: (56-45) 209 104

VILLARRICA

Pedro de Valdivia 952
Teléfono: (56-45) 209 100
Fax: (56-45) 209 055

PUCÓN

O'Higgins 545, local C
Teléfono: (56-45) 209 289
Fax: (56-45) 444 320

ATENCIÓN A CLIENTES

Teléfono: 600 777 7777

MESA CENTRAL

Teléfono: 600 6 243 243



GRUPO CGE •••
MEMORIA 2010

