



EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	4
II.- ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	5
Activos	5
Pasivos	6
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	7
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	8
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	9
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	10
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	11
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	11
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	11
2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	12
2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se han efectuado adopción anticipada de las mismas.	13
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	14
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	15
2.6.- Propiedades, plantas y equipos.	15
2.7.- Activos intangibles.	17
2.8.- Costos por intereses.	17
2.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	17
2.10.- Activos financieros.	18
2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	18
2.12.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	18
2.13.- Capital social.	18
2.14.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	19
2.15.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	19
2.16.- Provisiones.	19
2.17.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	20
2.18.- Reconocimiento de ingresos.	20
2.19.- Contratos de construcción.	20
2.20.- Distribución de dividendos.	21
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	21
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	21
3.2.- Riesgo financiero.	26
3.3.- Control interno.	27
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	27
4.1.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.	27
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	28
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	28

	Página N°
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	30
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	31
7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.	32
8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTO.	32
9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	32
10.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	33
10.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	33
10.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	35
11.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	35
11.1.- Vidas útiles.	35
11.2.- Detalle de los rubros.	36
11.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.	37
11.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipo.	38
11.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.	38
11.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	38
12.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	39
12.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	39
12.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	40
12.3.- Compensación de partidas.	40
13.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	41
14.- OTRAS PROVISIONES.	41
14.1.- Provisiones – Saldos.	41
14.2.- Movimiento de las provisiones.	41
15.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	42
15.1.- Ingresos diferidos.	42
16.- PATRIMONIO NETO.	43
16.1.- Capital suscrito y pagado.	43
16.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	43
16.3.- Política de dividendos.	43
16.4.- Dividendos.	43
16.5.- Reservas.	44
16.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	45
17.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	45
17.1.- Ingresos ordinarios.	45
18.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	46
18.1.- Gastos por naturaleza.	46
18.2.- Depreciación y amortización.	46
18.3.- Otras ganancias (pérdidas).	46

	Página N°
19.- RESULTADO FINANCIERO.	47
20.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	47
20.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	47
20.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	48
20.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	48
20.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	48
21.- GANANCIAS POR ACCION.	49
22.- INFORMACION POR SEGMENTO.	49
22.1.- Criterios de segmentación.	49
22.2.- Estado de resultados por función.	50
23.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	51
23.1.- Juicios y otras acciones legales.	51
23.2.- Sanciones administrativas.	51
23.3.- Restricciones.	
24.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	51
25.- MEDIO AMBIENTE.	51
26.- HECHOS POSTERIORES.	51

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

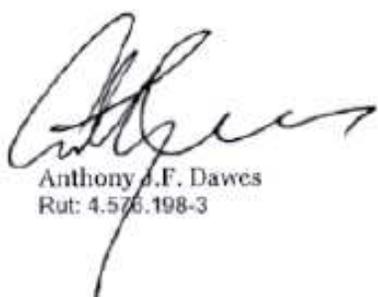
Santiago, 24 de febrero de 2011

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Talca 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 el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Talca S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

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

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Talca S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3



EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	223.415	172.581
Otros activos no financieros.	9	11.448	9.506
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	2.486.845	2.234.979
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	694.479	1.656.936
Inventarios.		7.400	0
Activos por impuestos.	8	52.734	6.611
Total activos corrientes		3.476.321	4.080.613
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	32.223	82.086
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	10	2.819.917	3.095.668
Propiedades, planta y equipo.	11	17.623.019	16.157.747
Total activos no corrientes		20.475.159	19.335.501
TOTAL ACTIVOS		23.951.480	23.416.114

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	13	886.718	1.438.307
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	650.395	815.899
Otras provisiones.	14	26.754	28.074
Otros pasivos no financieros.	15	2.964	1.586
Total pasivos corrientes		1.566.831	2.283.866
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otras cuentas por pagar.	13	41.972	44.763
Pasivo por impuestos diferidos.	12	1.663.419	1.361.024
Otros pasivos no financieros.	15	37.250	38.156
Total pasivos no corrientes		1.742.641	1.443.943
TOTAL PASIVOS		3.309.472	3.727.809
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	16	8.342.384	8.983.973
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	16	5.395.530	5.080.771
Otras reservas.	16	6.904.094	5.623.561
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		20.642.008	19.688.305
Total patrimonio		20.642.008	19.688.305
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		23.951.480	23.416.114

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	17	9.506.284	10.328.850
Costo de ventas.	18	(7.642.790)	(8.530.786)
Ganancia bruta		1.863.494	1.798.064
Gasto de administración.	18	(140.280)	(527.786)
Otras ganancias (pérdidas).	18	(101.353)	(129.466)
Ingresos financieros.	19	153.701	263.663
Costos financieros.	19	0	(1.582)
Resultados por unidades de reajuste.	19	4.450	(8.190)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		1.780.012	1.394.703
Gasto por impuestos a las ganancias.	20	(248.491)	(292.930)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		1.531.521	1.101.773
Ganancia (pérdida)		1.531.521	1.101.773
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21	1.531.521	1.101.773
Ganancia (pérdida)		1.531.521	1.101.773
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	21	257	185
Ganancia (pérdida) por acción básica.		257	185

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		1.531.521	1.101.773
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	20	2.424.777	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		2.424.777	0
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	20	(412.212)	0
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(412.212)	0
Otro resultado integral		2.012.565	0
Total resultado integral		3.544.086	1.101.773
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		3.544.086	1.101.773
Total resultado integral		3.544.086	1.101.773

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
		Superávit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$			
Saldo inicial ejercicio actual 01/01/2010	8.983.973	6.357.788	(734.227)	5.623.561	5.080.771	19.688.305	19.688.305
Cambios en patrimonio							
Resultado integral.							
Ganancia (pérdida).					1.531.521	1.531.521	1.531.521
Otro resultado integral.		2.012.565		2.012.565		2.012.565	2.012.565
Resultado integral.						3.544.086	3.544.086
Dividendos.					(1.186.114)	(1.186.114)	(1.186.114)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios.	(641.589)	(373.548)	0	(373.548)	(389.132)	(1.404.269)	(1.404.269)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	(358.484)	0	(358.484)	358.484	0	0
Total de cambios en patrimonio	(641.589)	1.280.533	0	1.280.533	314.759	953.703	953.703
Saldo final ejercicio actual 31/12/2010	8.342.384	7.638.321	(734.227)	6.904.094	5.395.530	20.642.008	20.642.008
Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias	Patrimonio atribuible	Patrimonio total
	M\$	Superávit de	Otras reservas	Total reservas	(pérdidas)	a los propietarios de	M\$
		revaluación	M\$	M\$	acumuladas	la controladora	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial ejercicio actual 01/01/2009	8.983.973	6.787.284	(734.227)	6.053.057	4.577.145	19.614.175	19.614.175
Cambios en patrimonio							
Resultado integral.							
Ganancia (pérdida).					1.101.773	1.101.773	1.101.773
Resultado integral.						1.101.773	1.101.773
Dividendos.					(1.343.488)	(1.343.488)	(1.343.488)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	(429.496)	0	(429.496)	745.341	315.845	315.845
Total de cambios en patrimonio	0	(429.496)	0	(429.496)	503.626	74.130	74.130
Saldo final ejercicio actual 31/12/2009	8.983.973	6.357.788	(734.227)	5.623.561	5.080.771	19.688.305	19.688.305

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	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.		11.139.423	12.374.485
Otros cobros por actividades de operación.		21	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(9.579.652)	(8.444.668)
Otros pagos por actividades de operación.		(247.423)	(348.303)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		12.094	4.703
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(311.920)	(226.744)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(22.050)	(87.396)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		990.493	3.272.077
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(897.472)	(1.678.840)
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.141.376)	(950.354)
Compras de activos intangibles.		0	(1.820)
Cobros a entidades relacionadas.	7	2.017.478	696.344
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(21.370)	(1.934.670)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Dividendos pagados.		(918.289)	(1.343.487)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(918.289)	(1.343.487)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		50.834	(6.080)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		50.834	(6.080)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		172.581	178.661
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	223.415	172.581

**EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009.**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Talca S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Empresas Emel S.A., matriz intermedia (en adelante la “Sociedad Matriz”); la que a su vez es controlada por Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Los controladores últimos del Grupo CGE son los miembros del pacto controlador integrado por el Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz.

Empresa Eléctrica de Talca S.A. es una sociedad anónima cerrada, tiene su domicilio social en 2 Sur N° 1445 en la ciudad de Talca, República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, bajo el N° 0890.

Empresa Eléctrica de Talca S.A. es una empresa que posee una presencia significativa en el sector de distribución de energía eléctrica.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica de Talca S.A., celebrada con fecha 28 de septiembre de 2010, se acordó dividir la sociedad en dos sociedades, una continuadora y una nueva sociedad. Dicha división fue materializada con fecha 14 de octubre de 2010. El objetivo de dicha división fue el simplificar su estructura de propiedad de acuerdo a un criterio de negocios, quedando el negocio de distribución de energía eléctrica en la continuadora que conservó su razón social, rut, domicilio legal y el carácter de Entidad Informante ante la Superintendencia de Valores y Seguros, el nacimiento de la nueva sociedad denominada Emetal Transmisión S.A. que se hizo cargo de todos los activos y pasivos asociados al negocio de la transmisión o transporte de electricidad.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 119 del 24 de febrero de 2011, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de EMETAL 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.

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde el Grupo CGE.

En la preparación de estos 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 2010, los estados financieros solo incluyen los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución de energía eléctrica de acuerdo a lo indicado en el punto anterior, los cuales no son comparables con los estados financieros por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 los cuales incluían el negocio distribución y transmisión de energía eléctrica.

Como consecuencia de lo anterior, los principales rubros de los estados financieros que se han visto afectados son: Propiedades, Planta y Equipo, Impuestos a la Renta, Impuestos Diferidos y Patrimonio.

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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad, 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 la Sociedad, 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. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.

- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad, 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 la Sociedad.
- 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 la Sociedad.

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 partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes 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, “Revelaciones sobre partes relacionadas”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad.
- 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 la Sociedad efectúa sobre dichos activos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad 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, pero de monto no significativo.
- 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 la Sociedad.
- 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-Límite 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 lo 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 fecha 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, y que pueden aplicar a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en sus estados financieros.

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 Empresa Eléctrica de Talca S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros a Empresas Emel S.A.

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 los derivados de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas, en caso de existir.

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 cambio 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

CL\$ = Pesos chilenos

US\$ = Dólar estadounidense

UF = Unidad de Fomento

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, los cuales han sido identificados como: eléctrico para los que se toman decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 22.

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 otros resultados integrales.

El resto de las propiedades, plantas y equipos, 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, 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 de las propiedades, plantas y equipos 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 reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio o período en el que se incurren.

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

- Gastos financieros relativos a la información externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- 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 reserva 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) acumuladas, 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 del estado de situación financiera intermedia, 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 las propiedades, plantas y equipos, 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 reserva o superávit de revaluación se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de sus impuestos diferidos.

2.7.- Activos intangibles.

2.7.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en general 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 o período 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.

2.7.2.- Programas informáticos.

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

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.

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

2.8.- Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo calificado 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 de balance 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, préstamos y cuentas por cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

La Sociedad hasta el cierre de estos estados financieros intermedios, sólo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar, que se definen como 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 la fecha del estado de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.11.- 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.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo al estado de resultados por función en el rubro de Gastos de Administración. 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 a la cuenta gastos de administración en el estado de resultados por función.

2.12.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasificarían como Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

2.13.- 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.

2.14.- 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.

2.15.- 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 integrales, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes 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 (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados 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 puedan compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferida se provisionan por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

2.16.- 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 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 valorizan 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 gasto por intereses.

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

En el estado de situación financiera intermedio, 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.

2.18.- 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.

2.18.1.- 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 suministrado hasta la fecha de cierre del ejercicio.

2.18.2.- Ingresos por intereses.

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

2.19.- 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.

2.20.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período 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 en el mercado de la distribución y transmisión 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.- Descripción del mercado donde opera la Compañía.

EMETAL participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en la Región del Maule.

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMETAL, 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 establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, 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 al sector eléctrico y dentro de él.

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 permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la 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, 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. Por otro lado, 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 fuera, 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

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 24.598 clientes en la Región del Maule, con ventas físicas que alcanzaron a 44 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora EMELECTRIC S.A. cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2019 y 2024, respectivamente.

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, 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, la 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, la 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 es 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.

3.1.4.- Mercado de transmisión de electricidad.

La Sociedad producto del proceso de división, participó de este mercado sólo hasta septiembre del año 2010.

El sistema de transmisión o de transporte de electricidad corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al dispuesto en la normativa, y cuya operación debe coordinarse según lo dispone la propia ley. En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la subtransmisión, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía de usuarios no sometidos a regulación de precios o a la inyección de energía producida por centrales generadoras.

Están sometidas a régimen de acceso abierto, todas las instalaciones de transmisión troncal y de subtransmisión, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Esto significa que los propietarios no pueden negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica, sin embargo, el CDEC puede limitar las inyecciones o retiros con el fin de coordinar la operación del sistema eléctrico. En los sistemas adicionales sólo están sometidas aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres creadas a favor de los concesionarios de líneas de transporte y subestaciones y las que usen bienes nacionales de uso público, siempre y cuando el CDEC determine la disponibilidad de capacidad técnica de transmisión, independiente de la capacidad contratada.

EMETAL, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se determina cada cuatro años, considerando instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

- Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y
- Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el valor de inversión de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento del 10% anual.

El peaje por subtransmisión consiste en un precio por unidad de energía y de potencia, que, adicionados a los precios de nudo, constituyen los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda más los costos de la energía y la potencia inyectada. Este cobro es efectuado por las empresas propietarias, a los usuarios del sistema que transiten energía o potencia por las instalaciones.

El pago anual por el uso de sistemas de subtransmisión para centrales generadoras que inyecten directamente su producción, corresponde al valor esperado que resulta de ponderar la participación de las mismas en cada tramo del sistema. Este monto es descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

La tarifa resultante se determina considerando una tasa de descuento del 10% para la anualización de las inversiones, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al por mayor de manufacturas nacionales (IPMN), índice de precios al por mayor de bienes importados (IPMBI), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del acero, cobre, y aluminio.

Las tarifas de subtransmisión vigentes fueron publicadas en el decreto N° 320, del 9 de enero de 2009, las que rigen hasta el año 2010.

Demanda

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por subtransmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación fue regulada por la Ley N° 19.940-2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en el DFL N°4- 2006 de MINECON), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

3.2. Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad dentro del sector eléctrico en Chile, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una 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. 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.

En particular, EMETAL no posee deuda financiera por lo que sus riesgos financieros son muy acotados.

3.2.1.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

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

3.2.2.- 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.

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	33%	23.153
Industrial	56%	218
Comercial	7%	521
Otros	4%	706
Total	100%	24.598
2009	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	32%	22.804
Industrial	57%	525
Comercial	7%	214
Otros	4%	679
Total	100%	24.222

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 69% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 87% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 74% 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 el Grupo CGE.

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

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.- 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 período. 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 & 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.	182.237	113.265
Saldos en bancos.	41.178	59.316
Total	223.415	172.581

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 \$	223.415	172.581
Total		223.415	172.581

No existe variación entre el efectivo y efectivo equivalente presentados en el estado de situación financiera con respecto al presentado en el estado de flujo de efectivo.

6.- 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.	2.189.511	1.831.462	32.223	82.086
Otras cuentas por cobrar, neto.	297.334	403.517	0	0
Total	2.486.845	2.234.979	32.223	82.086

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.	2.434.093	2.222.824	32.223	82.086
Otras cuentas por cobrar, bruto.	299.072	403.517	0	0
Total	2.733.165	2.626.341	32.223	82.086

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son los siguientes:

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.	637.692	1.005.841	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	22.237	103.197	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	45.092	149.506	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	32.223	82.086
Total	705.021	1.258.544	32.223	82.086

Los plazos por 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 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.443.564	970.101
Con vencimiento entre tres y seis meses.	167.879	69.805
Con vencimiento entre seis y doce meses.	116.976	96.973
Con vencimiento mayor a doce meses.	299.725	230.918
Total	2.028.144	1.367.797

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 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.	244.582	391.362
Otras cuentas por cobrar.	1.738	0
Total	246.320	391.362

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial.	391.362	165.987
Aumento (disminución) del ejercicio.	(145.042)	225.375
Total	246.320	391.362

El detalle en resultados del deterioro al 31 diciembre de 2010 y 2009, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el ejercicio	Saldo al	
	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	(146.780)	225.375
Otras cuentas por cobrar.	1.738	0
Total	(145.042)	225.375

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. 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.

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.

Calidad Crediticia:

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 Art. 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 Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato ó 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 para estas transacciones.

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia CGE, Sociedad controladora, 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 entidades relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, las cuales no se entienden como transacciones.

7.1.-Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el 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		
							31-12-2010	31-12-2009	
							M\$	M\$	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	202.318	50.730	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	35	17	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	32	24	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	37.661	29.866	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	453.676	1.573.397	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	2.693	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	563	209	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	186	0	
Total							694.479	1.656.936	

7.1.2.- 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		
							31-12-2010	31-12-2009	
							M\$	M\$	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	369.111	806.239	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	50	2.549	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1	15	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	135	226	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	0	499	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	4.486	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	1.885	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	540	0	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	267.824	0	
76.123.032-8	Emetal Transmision S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz común		12.734	0	
Total							650.395	815.899	

7.1.3.- Transacciones con entidades relacionadas y sus efectos en resultados.

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2010	Efecto en resultados	01-01-2009	Efecto en resultados
						31-12-2010	(cargo) / abono	31-12-2009	(cargo) / abono
						monto	M\$	monto	M\$
						M\$		M\$	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	1.575.699	4.843
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	1.120.006	12.380	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	2.543	(2.543)	2.518	(2.518)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.045.146	0	804.814	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	617.315	(617.315)	613.093	(613.093)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	0	0	80.076	(80.076)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	30.177	25.358
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	1.619	0	26.492	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	1.032	1.032	1.178	(1.178)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	0	0	593.203	23.660
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	744	(744)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	1.371	1.371	144	144
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	3.207	3.207	2.263	2.263
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	41.933	(41.933)	3.770	(3.770)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	208.231	(208.231)	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	609	609	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	1.505	1.505	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	5.502	(5.502)	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de la Sociedad lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

Esta Sociedad se encuentra administrada por el equipo gerencial de CGE Distribución S.A., subsidiaria directa del Controlador CGE S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

El Directorio de la Sociedad no es remunerado.

8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTO.

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

Activos por impuestos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pagos provisionales mensuales.	275.130	315.572
Rebajas al impuesto.	59.052	23.961
Total	334.182	339.533
Pasivos por impuestos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	281.448	332.922
Total	281.448	332.922

El siguiente resumen cuadra la aplicación entre activos y pasivos por impuesto con el fisco.

Activo / pasivos por impuestos, neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	52.734	6.611

9.- 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	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Gastos pagados por anticipado.	11.448	9.506
Total	11.448	9.506

10.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.
10.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles

Este rubro está compuesto principalmente por programas informáticos y servidumbres. 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\$
Otros activos intangibles identificables, neto.	2.819.917	3.095.668
Total	2.819.917	3.095.668
Clases de activos intangibles, bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Programas informáticos, bruto.	49.546	49.546
Otros activos intangibles identificables, bruto.	2.839.828	3.096.726
Total	2.889.374	3.146.272

Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	49.546	49.546
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	19.911	1.058
Total	69.457	50.604

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	69.457	50.604
Total	69.457	50.604

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro intangible al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Servidumbres.	Vida	5	40
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

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

Movimientos en activos intangibles	2010	
	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	3.095.668	3.095.668
Retiros.	(256.898)	(256.898)
Amortización.	(18.853)	(18.853)
Cambios, total	(275.751)	(275.751)
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010	2.819.917	2.819.917
Movimientos en activos intangibles	2009	
	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	3.094.562	3.094.562
Adiciones.	1.819	1.819
Amortización.	(713)	(713)
Cambios, total	1.106	1.106
Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2009	3.095.668	3.095.668

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 M\$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	2.807.425	Vida útil indefinida
Otros.	12.492	Vida útil definida
Total	2.819.917	

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	desde al	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	Ref. Nota	M\$	M\$
Gastos de administración.	18	18.853	713
Total		18.853	713

10.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida

Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, 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.

11.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

11.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de la Sociedad.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	80
Vida útil para planta y equipo.	20	80
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
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

11.2.- Detalle de los rubros.

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	602.845	114.650
Terrenos.	0	17.897
Edificios.	0	14.385
Planta y equipos.	16.791.316	15.703.458
Subestaciones de poder.	0	1.343.416
Líneas y redes de media y baja tensión.	2.262.290	1.971.803
Maquinas y equipos de generación.	14.487.686	12.341.988
Medidores.	41.340	46.251
Equipamiento de tecnología de la información	738	935
Instalaciones fijas y accesorios	16.686	22.915
Equipos de comunicaciones.	16.686	22.915
Otras propiedades, planta y equipo.	211.434	283.507
Total	17.623.019	16.157.747
Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Construcciones en curso.	602.845	114.650
Terrenos.	0	17.897
Edificios.	0	25.908
Planta y equipos.	22.905.977	22.239.705
Subestaciones de poder.		1.503.170
Líneas y redes de media y baja tensión.	3.696.171	3.306.453
Maquinas y equipos de generación.	19.139.809	17.369.163
Medidores.	69.997	60.919
Equipamiento de tecnología de la información	984	984
Instalaciones fijas y accesorios	44.418	44.418
Equipos de comunicaciones.	44.418	44.418
Otras propiedades, planta y equipo.	211.434	283.507
Total	23.765.658	22.727.069
Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Edificios.	0	11.523
Planta y equipos.	6.114.661	6.536.247
Subestaciones de poder.	0	159.754
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.433.881	1.334.650
Maquinas y equipos de generación.	4.652.123	5.027.175
Medidores.	28.657	14.668
Equipamiento de tecnología de la información	246	49
Instalaciones fijas y accesorios	27.732	21.503
Equipos de comunicaciones.	27.732	21.503
Total	6.142.639	6.569.322

11.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.

Movimiento año 2010		Construcción	Terrenos	Edificios,	Planta y equipo,	Equipamiento	Instalaciones	Otras	Propiedades,
		en curso		neto	neto	de tecnologías	fijas y	propiedades,	neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		114.650	17.897	14.385	15.703.458	935	22.915	283.507	16.157.747
Cambios	Adiciones.	1.031.871	0	0	0	0	0	0	1.031.871
	Retiros.		0	0	(82.085)	0	0	0	(82.085)
	Gasto por depreciación.			0	(658.436)	(197)	(6.229)	0	(664.862)
	Incrementos (decrementos) por								
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		0	0	2.424.777	0	0	0	2.424.777
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	0	0	2.424.777	0	0	0	2.424.777
Otros incrementos (decrementos).		(543.676)	(17.897)	(14.385)	(596.398)			(72.073)	(1.244.429)
Total cambios		488.195	(17.897)	(14.385)	1.087.858	(197)	(6.229)	(72.073)	1.465.272
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010		602.845	0	0	16.791.316	738	16.686	211.434	17.623.019
Movimiento año 2009		Construcción	Terrenos	Edificios,	Planta y equipo,	Equipamiento	Instalaciones	Otras	Propiedades,
		en curso		neto	neto	de tecnologías	fijas y	propiedades,	neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		254.263	17.897	14.845	15.735.373		10.919	190.980	16.224.277
Cambios	Adiciones.	721.194	0	0	25.912	0	17.560	36.719	801.385
	Retiros.		0	0	(192.898)	0	0	0	(192.898)
	Gasto por depreciación.			(460)	(668.944)	(49)	(5.564)	0	(675.017)
	Otros incrementos (decrementos).	(860.807)	0	0	804.015	984	0	55.808	0
	Total cambios	(139.613)	0	(460)	(31.915)	935	11.996	92.527	(66.530)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		114.650	17.897	14.385	15.703.458	935	22.915	283.507	16.157.747

11.4.- 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 del sector eléctrico, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

11.5.- Información adicional sobre propiedad, plantas y equipos

Las redes de distribución eléctrica se revalorizaron al cierre de los presentes estados financieros 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 integral. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.424.777 y el saldo revaluado de Propiedades, Plantas y Equipos al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 16.791.316 (Ver nota 11.6).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	1.031.871	721.194

11.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, 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 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 Superintendencia de Electricidad y Combustible (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 4,0 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en párrafo anterior, 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 al 31 de diciembre de 2008 fue una Tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

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 éste fuera depreciado por la Compañía.

Valor de libros según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de las propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo.	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Terrenos.	0	17.897
Edificios.	0	9.483
Planta y equipos.	7.588.519	8.048.376
Total	7.588.519	8.075.756

Movimiento de reservas de revaluación

Valor revaluado de las propiedades, planta y equipo.	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Saldo inicial	7.659.985	8.177.450
Ajuste de revaluación	2.424.777	0
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	(543.464)	(151.518)
Depreciación del Item complementario de propiedades, plantas y equipo y revaluación.	(338.501)	(365.947)
Movimiento del ejercicio	1.542.812	(517.465)
Total	9.202.797	7.659.985

Valor de libros según modelo del costo de los bienes no revaluados:

Valor de libros según modelo del costo del las propiedades, planta y equipo no revaluado.	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Construcción en curso.	602.845	114.650
Equipamiento de tecnologías de la información.	738	935
Instalaciones fijas y accesorios.	16.686	22.915
Otras propiedades, planta y equipo.	211.434	283.506
Total	831.703	422.006

12.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

12.1.- Activos y pasivos por impuesto diferidos.

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

Activos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	378.933	0
Relativos a intangibles.	0	180
Relativos a acumulaciones (o devengos).	4.324	9.299
Relativos a provisiones.	48.640	72.174
Total	431.897	81.653

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	0	116.949
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	1.564.475	1.302.198
Relativos a intangibles.	512.039	0
Relativos a otros.	18.802	23.530
Total	2.095.316	1.442.677

12.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos		
Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	81.653	52.414
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	350.244	29.239
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	350.244	29.239
Total	431.897	81.653
Movimientos en pasivos por impuestos diferidos		
Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.442.677	1.420.281
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	240.427	22.396
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	412.212	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	652.639	22.396
Total	2.095.316	1.442.677

12.3.- 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 relacionados 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. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31-12-2010			
- Activos por impuestos diferidos	431.897	(431.897)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.095.316)	431.897	(1.663.419)
Total	(1.663.419)	0	(1.663.419)
31-12-2009			
- Activos por impuestos diferidos	81.653	(81.653)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.442.677)	81.653	(1.361.024)
Total	(1.361.024)	0	(1.361.024)

13.- 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		No corrientes	
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Proveedores de energía.	736.483	1.219.585	0	0
Retenciones.	26.672	94.173	0	0
Proveedores no energéticos.	11.815	3.219	0	0
Acreedores varios.	95.124	115.716	41.972	44.763
Otros.	16.624	5.614	0	0
Total	886.718	1.438.307	41.972	44.763

El valor justo de los acreedores y otras cuentas por pagar no difiere de manera significativa de su valor de libros.

14.- OTRAS PROVISIONES.

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

14.1.- Provisiones - Saldos

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	18.720	20.284
Otras provisiones.	8.034	7.790
Total	26.754	28.074

Provisión de reclamaciones legales

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra Emetal S.A. 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.

14.2.- Movimiento de las provisiones.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	20.284	7.790	28.074
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.564)	12.487	10.923
Provisión utilizada.	0	(9.097)	(9.097)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(1.582)	(1.582)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	(1.564)	(1.564)
Total cambios en provisiones	(1.564)	244	(1.320)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	18.720	8.034	26.754

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M\$	Otras provisiones M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	24.684	6.601	31.285
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	12.997	12.997
Provisión utilizada.	(4.400)	(6.848)	(11.248)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	0	(4.960)	(4.960)
Total cambios en provisiones	(4.400)	1.189	(3.211)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	20.284	7.790	28.074

15.- 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. (*)	2.964	1.586	37.250	38.156
Total	2.964	1.586	37.250	38.156

15.1.- 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 apoyos en postación.	2.964	1.586	0	0
Subsidios.	0	0	37.250	38.156
Total	2.964	1.586	37.250	38.156

El movimiento de este rubro por el ejercicio 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	39.742	3.338
Adiciones.	20.370	60.381
Imputación a resultados.	19.898	23.977
Total	40.214	39.742

16.- PATRIMONIO NETO.

16.1.- Capital suscrito y pagado.

El objetivo de la Sociedad al administrar el capital, es el de 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: flujos de la operación, y otros.

Al 31 de diciembre de 2010 el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.342.384 (2009 M\$ 8.983.973). La variación fue traspasada a las nuevas sociedades surgidas en el proceso de división, señalado en Nota 1.

16.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 5.964.265 acciones sin valor nominal.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los períodos presentados.

16.3.- Política de dividendos.

El Directorio con fecha 17 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse el día 6 de abril de 2009 la intención de distribuir a lo menos el 30% de las utilidades distribuibles del ejercicio 2009, mediante tres dividendos provisorios y un dividendo definitivo, moción que fue aprobada por la Junta de Accionistas.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de abril de 2010 se acordó como política de dividendos para el ejercicio 2010, el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del 2010.

El cumplimiento del programa antes señalado quedó 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.

16.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 06 de abril de 2009, aprobó el pago del dividendo definitivo N°6 de \$ 52,956083 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2009, por un total de M\$315.845.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 95 de fecha 27 de mayo de 2009, aprobó el pago del primer dividendo provisorio N°7 de \$ 50,30 por acción con cargo a las utilidades

del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009, por un total de M\$300.003.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 99 de fecha 26 de agosto de 2009, aprobó el pago del segundo dividendo provisorio N°8 de \$ 78,7 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009, por un total de M\$469.387.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 102 de fecha 20 de noviembre de 2009, aprobó el pago del tercer dividendo provisorio N°9 de \$ 43,3 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009, por un total de M\$258.253.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de abril de 2010, se aprobó el pago del dividendo definitivo N°10 de \$ 3,19 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010, por un total de M\$19.026.

El Directorio en Sesión ordinaria N° 109 de fecha 20 de mayo de 2010, aprobó el pago del dividendo provisorio N°11 de \$ 96,13 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2010, por un total de M\$573.345.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 113 de fecha 06 de septiembre de 2010, aprobó el pago del segundo dividendo provisorio N°12 de \$ 54,6 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2010, por un total de M\$325.649.

El Directorio en Sesión ordinaria N° 116 de fecha 19 de noviembre de 2010, aprobó el pago del tercer dividendo provisorio N°13 de \$ 44,95 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 22 de diciembre de 2010, por un total de M\$268.094.

16.5.- Reservas.

16.5.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación de los bienes de uso, los cuales se presentan netos de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las utilidades retenidas.

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\$ 2.012.565 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 7.638.321.

16.5.2.- Otras reservas.

En este rubro se incluye 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. El monto por este concepto asciende a M\$ (734.227).

16.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.

Movimiento al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	1.531.521	0	0	1.531.521
Reserva por revaluación						
Incrementos por revaluación del ejercicio de propiedades, planta y equipo.	2.424.777	(412.212)	2.012.565	2.424.777	(412.212)	2.012.565
Total movimientos del ejercicio	2.424.777	(412.212)	2.012.565	2.424.777	(412.212)	2.012.565
Total resultado integral			3.544.086			3.544.086

Movimiento al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2009	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	1.101.773	0	0	1.101.773
Total resultado integral			1.101.773			1.101.773

17.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

17.1.- Ingresos ordinarios.

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

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Ventas	8.948.250	9.795.704
Venta de energía.	8.943.539	9.701.492
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	4.711	94.212
Prestaciones de servicios	558.034	533.146
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	189.779	211.512
Arriendo de equipos de medida.	23.233	8.592
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	4.280	11.879
Apoyos en postación.	18.123	44.301
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	298.179	198.703
Otras prestaciones.	24.440	58.159
Total	9.506.284	10.328.850

18.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.
18.1.- Gastos por naturaleza.

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Costo de venta	7.642.790	8.530.786
Costo de administración	140.280	527.786
	7.783.070	9.058.572
Gastos por naturaleza	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	6.414.800	7.359.352
Gastos de operación y mantenimiento.	544.373	554.688
Gastos de administración.	140.182	468.801
Depreciación.	664.862	675.018
Amortización.	18.853	713
Total	7.783.070	9.058.572

18.2.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro 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.	664.764	674.994
Gasto de administración.	98	24
Total depreciación	664.862	675.018
Amortización		
Costo de ventas.	18.853	713
Total amortización	18.853	713
Total	683.715	675.731

18.3.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Otras ganancias (pérdidas)		
Castigo de propiedades, planta y equipo	(82.086)	(192.898)
Juicios y multas	(22.906)	2.483
Devolución clientes	0	58.960
Otros ingresos	3.757	1.989
Otros egresos	(118)	0
Total	(101.353)	(129.466)

19.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítemes adjuntos de ingresos financieros, costos financieros y resultados por unidad de reajuste del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2010	01-01-2009
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	141.321	226.085
Otros ingresos financieros.	12.380	37.578
Total Ingresos financieros	153.701	263.663
Costos financieros		
Otros gastos.	0	(1.582)
Total costos financieros	0	(1.582)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	4.450	(8.190)
Total resultado financiero	158.151	253.891

20.- GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

20.1.- Efecto en resultados 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\$ 248.491.- y M\$ 292.930.- 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 efectuado un abono de M\$2.356.-, por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2010	01/01/2009
	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(293.047)	(329.087)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	18.802	23.961
Ajustes al impuesto corriente del ejercicio anterior.	615	9.189
Otros gastos por impuesto corriente.	(3.794)	(3.836)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(277.424)	(299.773)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	16.234	15.816
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	2.356	0
Otro gasto por impuesto diferido.	10.343	(8.973)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	28.933	6.843
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(248.491)	(292.930)

20.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto 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.	(277.424)	(299.773)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(277.424)	(299.773)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	28.933	6.843
Total gasto por impuestos diferidos, neto	28.933	6.843
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(248.491)	(292.930)

20.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto 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 tasa efectiva 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	(302.602)	(237.099)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	15.889	(75.484)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	0	23.961
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	2.356	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en ejercicios anteriores.	10.958	215
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	24.908	(4.523)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	54.111	(55.831)
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(248.491)	(292.930)

20.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuesto 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\$
Revaluación de propiedades, plantas y equipos.	2.424.777	(412.212)	2.012.565	0	0	0
Total		(412.212)			0	

21.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad 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	1.531.521	1.101.773
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	1.531.521	1.101.773
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	5.964.265	5.964.265
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	257	185

22.- INFORMACION POR SEGMENTO.

22.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el Comité Ejecutivo Estratégico.

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución eléctrica.

La información por segmentos que se entrega al Comité Ejecutivo Estratégico de los segmentos reportables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

22.2.- Estado de resultados por función.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		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.	9.133.318	9.913.004	372.966	415.846	9.506.284
Costo de ventas	(7.642.790)	(8.467.518)	0	(63.268)	(7.642.790)	(8.530.786)
Ganancia bruta	1.490.528	1.445.486	372.966	352.578	1.863.494	1.798.064
Gasto de administración.	(140.280)	(527.786)	0	0	(140.280)	(527.786)
Otras ganancias (pérdidas).	(101.353)	(129.466)	0	0	(101.353)	(129.466)
Ingresos financieros.	153.701	263.663	0	0	153.701	263.663
Costos financieros.	0	(1.582)	0	0	0	(1.582)
Resultados por unidades de reajuste.	4.450	(8.190)	0	0	4.450	(8.190)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.407.046	1.042.125	372.966	352.578	1.780.012	1.394.703
Gasto por impuestos a las ganancias.	(185.087)	(232.992)	(63.404)	(59.938)	(248.491)	(292.930)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	1.221.959	809.133	309.562	292.640	1.531.521	1.101.773
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida)	1.221.959	809.133	309.562	292.640	1.531.521	1.101.773
Depreciación	664.862	675.018			664.862	675.018
Amortización	18.853	713			18.853	713
EBITDA	2.033.963	1.593.431	372.966	352.578	2.406.929	1.946.009

23.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

23.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del juicio : " Salinas Fuentes, Ramón y otros con EMETAL"

Fecha : 27 de junio de 2008

Tribunal : 4º Juzgado de letras de Talca. Rol Nº : 1180

Materia : Demanda de indemnización de perjuicios por muerte de Mauricio Salinas Maya.

Cuantía : M\$ 150.000.

Estado : Sentencia de primera instancia rechaza la demanda. Corte de Apelaciones de Talca rechaza demanda en contra de Emetal y condena a empresa contratista el pago de MM\$50. Demandante y contratista recurren de casación a la Corte Suprema, la que declaró inadmisibile el recurso del contratista y queda pendiente la resolución del recurso del demandante.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, el juicio señalado no comprometería significativamente el patrimonio de la Sociedad.

23.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios contra de Sociedad que importen multas iguales o superiores a M\$ 20.000.

23.3.- Restricciones.

No existen otras restricciones que informar.

24.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

No existen garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos significativos que informar.

25.- MEDIO AMBIENTE

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, transformación y transmisión cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones del medio ambiente. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la Sociedad participa cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

26.- HECHOS POSTERIORES

Entre el 31 de diciembre de 2010, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.