EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos M$)
Correspondientes al período intermedio terminado
Al 30 de septiembre de 2010

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
INDICE

		Página Nº
I.-	ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
	ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
	Activos	5
	Pasivos	6
	ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.	7
	ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.	8
	ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	9
	ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	11
II.-	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
1.-	INFORMACION GENERAL.	12
2.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	12
2.1.-	Bases de preparación de los estados financieros intermedios.	12
2.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	13
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.	13
2.4.-	Transacciones en moneda extranjera.	15
2.5.-	Información financiera por segmentos operativos.	15
2.6.-	Propiedades, planta y equipos.	15
2.7.-	Propiedades de inversión.	17
2.8.-	Activos intangibles.	17
2.9.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	17
2.10.-	Activos financieros.	18
2.11.-	Inventarios.	18
2.12.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	18
2.13.-	Asociadas o coligadas.	19
2.14.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	19
2.15.-	Capital social.	19
2.16-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	19
2.17.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	20
2.18.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	20
2.19.-	Beneficios a los empleados.	20
2.20.-	Provisiones.	21
2.21.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	22
2.22.-	Reconocimiento de ingresos.	22
2.23.-	Contratos de construcción.	23
2.24.-	Distribución de dividendos.	23
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	24
3.1.-	Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	24
3.2.-	Riesgo financiero.	30
3.3.-	Control interno.	33
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	34
4.1.-	Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	34
4.2.-	Tasaciones de propiedad, planta y equipos.	34

		Página Nº
5.-	EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	35
6.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	35
7.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	37
7.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	38
7.2.-	Directorio y gerencia de la Sociedad.	41
8.-	INVENTARIOS.	42
9.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	42
10.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	43
11.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	43
11.1.-	Composición del rubro.	43
11.2.-	Inversiones en asociadas.	43
12.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	44
12.1.-	Composición y movimiento de los activos intangibles.	44
12.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	46
13.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN	46
13.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	46
13.2.-	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	47
13.3.-	Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	47
14.-	PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPO.	47
14.1.-	Vidas útiles.	47
14.2.-	Detalle de los rubros.	47
14.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.	49
14.4.-	Política de inversiones en propiedades, plantas y equipo.	51
14.5.-	Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.	51
14.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	51
15.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	53
15.1.-	Activos y pasivos por impuestos diferidos.	53
15.2.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	53
15.3.-	Compensación de partidas.	54
16.-	PASIVOS FINANCIEROS.	54
16.1.-	Clases de otros pasivos financieros.	54
16.2.-	Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	55
17.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	56
17.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).	56

			Página Nº
18.-	OTRAS PROVISIONES.		56
	18.1.-	Provisiones - Saldos.	56
	18.2.-	Movimiento de las provisiones.	57
19.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.		57
	19.1.-	Detalle del rubro.	57
	19.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	58
	19.3.-	Balance de las obligaciones post empleo y similares.	58
	19.4.-	Gastos reconocidos en el estado intermedio de resultados.	58
	19.5.-	Hipótesis actuariales.	58
20.-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.		59
	20.1.-	Ingresos diferidos.	59
	20.2.-	Contratos de construcción.	59
21.-	PATRIMONIO NETO.		60
	21.1.-	Capital suscrito y pagado.	60
	21.2.-	Número de acciones suscritas y pagadas.	60
	21.3.-	Política de dividendos.	60
	21.4.-	Dividendos.	60
	21.5.-	Reservas.	61
	21.6.-	Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	61
22.-	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.		62
	22.1.-	Ingresos ordinarios.	62
	22.2.-	Otros ingresos por función.	62
23.-	COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.		62
	23.1.-	Gastos por naturaleza.	62
	23.2.-	Gastos de personal.	63
	23.3-	Depreciación y amortización.	63
	23.4-	Otras ganancias (pérdidas).	63
24.-	RESULTADO FINANCIERO.		64
25.-	GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.		64
	25.1.-	Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	64
	25.2.-	Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	65
	25.3.-	Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	65
26.-	GANANCIA POR ACCION.		65
27.-	INFORMACION POR SEGMENTO.		66
	27.1.-	Criterios de segmentación.	66
	27.2.-	Estado intermedio de resultados.	67

		Página Nº
28.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	68
	28.1.- Juicios y otras acciones legales.	68
	28.2.- Sanciones administrativas.	69
	28.3.- Restricciones.	69
29.-	GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	70
30.-	DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	70
31.-	MEDIO AMBIENTE.	70
32.-	HECHOS POSTERIORES.	70

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ACTIVOS	Nota	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	1.372.531	1.115.538
Otros activos no financieros.	10	83.727	26.887
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	11.037.692	14.881.130
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	3.424.404	232.597
Inventarios.	8	18.695	134.342
Activos por impuestos.	9	98.840	287.107
Total activos corrientes		**16.035.889**	**16.677.601**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	724.621	839.542
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	366	359
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	2.096.986	2.087.774
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	18.613	9.763
Propiedades, planta y equipo.	14	50.504.102	49.647.077
Propiedad de inversión.	13	3.032.815	3.061.849
Total activos no corrientes		**56.377.503**	**55.646.364**
TOTAL ACTIVOS		**72.413.392**	**72.323.965**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	13.301.007	6.771.388
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	7.778.653	9.143.266
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	707.252	4.396.448
Otras provisiones a corto plazo.	18	727.638	676.863
Otros pasivos no financieros.	20	240.798	554.309
Total pasivos corrientes		**22.755.348**	**21.542.274**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	10.439.501	12.887.519
Pasivos no corrientes	17	330.533	328.912
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	41.963	41.181
Pasivo por impuestos diferidos.	15	362.030	493.726
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	2.108.386	1.958.823
Total pasivos no corrientes		**13.282.413**	**15.710.161**
TOTAL PASIVOS		**36.037.761**	**37.252.435**
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido.	21	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	21	10.475.125	10.515.883
Primas de emisión.	21	138.628	138.628
Otras reservas.	21	8.990.044	7.645.185
Total patrimonio		**36.375.631**	**35.071.530**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**72.413.392**	**72.323.965**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al Nota	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	58.208.299	69.484.532	18.564.340	21.609.913
Costo de ventas	23	(48.866.464)	(60.200.685)	(15.062.035)	(18.451.686)
Ganancia bruta		**9.341.835**	**9.283.847**	**3.502.305**	**3.158.227**
Otros ingresos, por función.	22	138.620	120.908	54.160	46.088
Gasto de administración.	23	(4.551.321)	(3.906.095)	(1.584.382)	(1.284.525)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(329.293)	(291.624)	(216.590)	(54.265)
Ingresos financieros.	24	502.237	1.057.027	141.550	298.983
Costos financieros.	24	(687.269)	(1.023.996)	(264.095)	(293.337)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	66.384	197.166	30.235	42.799
Resultados por unidades de reajuste.	24	(221.610)	579.042	(78.088)	95.687
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		**4.259.583**	**6.016.275**	**1.585.095**	**2.009.657**
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(677.338)	(962.092)	(246.426)	(307.005)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ganancia (pérdida)		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		3.582.245	5.054.183	1.338.669	1.702.652
Ganancia (pérdida)		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ganancias por acción					
Ganancia por acción básica y diluida ($ por acción)					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	26	19,81	27,95	7,40	9,42
Ganancia (pérdida) por acción básica.		**19,81**	**27,95**	**7,40**	**9,42**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del al Nota	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ganancia (pérdida)		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		**0**	**0**	**0**	**0**
Activos financieros disponibles para la venta					
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		**0**	**0**	**0**	**0**
Coberturas del flujo de efectivo					
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		**0**	**0**	**0**	**0**
Otro resultado integral antes de impuestos, ganancias (pérdidas) procedentes de inversiones en instrumentos de patrimonio		**0**		**0**	
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación			**0**		**0**
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		**0**	**0**	**0**	**0**
Partcipación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		**0**	**0**	**0**	**0**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**0**	**0**	**0**	**0**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		**0**	**0**	**0**	**0**
Otro resultado integral		**0**	**0**	**0**	**0**
Total resultado integral		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		3.582.245	5.054.183	1.338.669	1.702.652
Total resultado integral		**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

Año 2010

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atrribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial período actual 01/01/2010	**16.771.834**	**138.628**	**8.953.625**	**(1.308.440)**	**7.645.185**	**10.515.883**	**35.071.530**	**35.071.530**
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						3.582.245	**3.582.245**	**3.582.245**
Resultado integral.							**3.582.245**	**3.582.245**
Dividendos.						(2.278.144)	**(2.278.144)**	**(2.278.144)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(69.841)	0	**(69.841)**	69.841	**0**	**0**
Total de cambios en patrimonio	**0**	**0**	**(69.841)**	**0**	**(69.841)**	**1.373.942**	**1.304.101**	**1.304.101**
Saldo final período actual 30/09/2010	**16.771.834**	**138.628**	**8.883.784**	**(1.308.440)**	**7.575.344**	**11.889.825**	**36.375.631**	**36.375.631**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

Año 2009

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atrribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial período actual 01/01/2009	**16.771.834**	**138.628**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**7.885.744**	**6.987.165**	**31.783.371**	**31.783.371**
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						5.054.183	**5.054.183**	**5.054.183**
Resultado integral.							**5.054.183**	**5.054.183**
Dividendos.						(3.603.450)	**(3.603.450)**	**(3.603.450)**
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(230.077)	0	**(230.077)**	1.537.304	**1.307.227**	**1.307.227**
Total de cambios en patrimonio	**0**	**0**	**(230.077)**	**0**	**(230.077)**	**2.988.037**	**2.757.960**	**2.757.960**
Saldo final período actual 30/09/2009	**16.771.834**	**138.628**	**9.026.368**	**(1.370.701)**	**7.655.667**	**9.975.202**	**34.541.331**	**34.541.331**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2010 y 30 de septiembre de 2009.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del al Nota	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		73.163.598	84.040.379
Otros cobros por actividades de operación.		208.822	246.240
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(61.230.280)	(72.496.279)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.682.610)	(2.530.047)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.398.684)	(1.856.799)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		57.172	102.951
Intereses pagados.		(727.901)	(867.052)
Intereses recibidos.		19.476	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(615.262)	(265.268)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(84.066)	10.196
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**6.710.265**	**6.384.321**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(3.550.945)	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		1.646	0
Compras de propiedades, planta y equipo.		(2.642.893)	(2.853.365)
Compras de activos intangibles.	12	(9.616)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(6.201.808)**	**(2.853.365)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		3.975.999	0
Total importes procedentes de préstamos.		3.975.999	0
Préstamos de entidades relacionadas.	7	453.008	1.910.136
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	(2.403.710)	(1.914.861)
Dividendos pagados.		(2.276.761)	(3.593.255)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(251.464)**	**(3.597.980)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		**256.993**	**(67.024)**
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		**256.993**	**(67.024)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		1.115.538	859.281
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	**5**	**1.372.531**	**792.257**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante la "Sociedad"), es una filial del Grupo Emel S.A., la cual es filial del Grupo CGE.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Pedro Aguirre Cerda Nº 5558 en la ciudad de Antofagasta en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con fecha 10 de Enero de 1989, en la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el Nº 0333 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago**,** la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir, y comercializar energía eléctrica en la II Región de Chile, teniendo como preocupación la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de: Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones , Calama y Tocopilla, entre otros.

La emisión de estos estados financieros intermedios correspondientes al período terminado al 30 de septiembre de 2010, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria Nº 358 del 24 de Noviembre de 2010, 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 intermedios de las empresas del Grupo Emel, se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos y ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros intermedios.

Los presentes estados financieros intermedios de ELECDA S.A. han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Contabilidad, emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB") y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH) emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo histórico, modificado por la revaluación de propiedades, plantas y equipos y propiedades de inversión.

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

En la preparación de estos estados financieros intermedios 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 Nº 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y período terminado al 30 de septiembre de 2009 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de septiembre de 2010, de acuerdo al nuevo modelo entregado por la Superintendencia de Valores y Seguros para el año 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del período y ejercicio anterior.

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

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

- NIIF 3 (revisada) "Combinaciones de Negocios", y las consecuentes enmiendas a la NIC 27, "Estados Financieros y Separados", NIC 28, "Inversiones en Asociadas", NIC 31, "Participación en Negocios Conjuntos" y NIC 39 "Elección de partidas cubiertas" son aplicables de manera prospectiva a combinaciones de negocio para las cuales, la fecha de adquisición tenga lugar en el primer ejercicio anual iniciado el 1 de julio de 2009 o con posterioridad a esa fecha. La aplicación de esta norma no ha tenido efectos materiales en los estados financieros del Grupo.

- NIIF 2, "Pagos Basados en Acciones". Vigente para períodos anuales iniciados el 1 de enero de 2010 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable al Grupo, ya que no ha efectuado pagos en acciones.

- 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 al Grupo, 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 del Grupo.

- 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 al Grupo, ya que adoptó las NIIF a contar del 1 de enero de 2009.

- 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 del Grupo.

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.

- 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 el Grupo efectúa sobre dichos activos. La norma es aplicable a

contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. El Grupo se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iníciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta. El Grupo no ha decidido aún la fecha de adopción de IFRS 9.

- NIC 24 (Revisada) "Revelación de parte relacionadas" emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 "Revelación de parte relacionadas" emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.

- Enmienda a la NIC 32, Clasificación de derechos de emisión, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a pro rata 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.

- 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, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros intermedios 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 Antofagasta S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros intermedios del Grupo Emel.

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, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversión neta, 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
30/09/2009	550,36	20.834,45
31/12/2009	507,10	20.942,88
30/09/2010	483,65	21.339,99

CL $ = Pesos chilenos.
US$ = Dólar estadounidense.
U.F. = 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, servicios e inversiones para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 27.

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

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de 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, tales como, gastos de personal relacionados en forma directa, y otros de naturaleza operativa atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva por 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 por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

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

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

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

2.7.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por algunas de las Sociedades del Grupo EMEL.

El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos tiene una vida útil definida e indefinida. Los que tienen una vida útil indefinida no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida deberá ser 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.

2.8.2.- 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 el Grupo Emel, 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.

2.9.- 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 del estado de situación financiera 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 al 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.- Inventarios.

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

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

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

2.12.- 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, 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 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.

2.13.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que la Sociedad ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo.

La participación de la Sociedad en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado de otros resultados integrales).

Cuando la participación de la Sociedad en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, la Sociedad no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre la Sociedad y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas o de las sociedades bajo control común del Grupo CGE.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.14.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.15.- Capital social.

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

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

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

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

2.17.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, 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 intermedia.

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.

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.

2.19.- Beneficios a los empleados.

2.19.1.- Vacaciones del personal.

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

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

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

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

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

Los beneficios por cese, que no califican con lo descrito en el punto 2.18.2, se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido ya sea:

i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o

ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

2.19.4.- Participación en las utilidades.

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

2.20.- Provisiones.

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

Las provisiones para, 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.

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

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

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

2.22.- 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.

2.22.1.- Ventas de electricidad.

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

2.22.2.- Ventas de bienes.

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

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

2.22.3.- Ingresos por intereses.

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

2.23.- 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 técnico.

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.

2.24.- 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.

3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELECDA S.A. participa en el negocio de la subtransmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de ELECDA S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL Nº 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.

ELECDA S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 151.456 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 563 GWh al cierre del período comprendido entre enero y septiembre de 2010.

Contratos de suministro.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador GasAtacama. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el cuarto trimestre de 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con Edelnor con vigencia desde enero de 2012 hasta diciembre de 2026.

Cabe mencionar que la porción del SIC de ELECDA, 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. En el intertanto, es abastecida de acuerdo a lo establecido en las disposiciones transitorias de la normativa vigente, que le permite comprar a precio regulado al conjunto de generadores del sistema.

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 industriales. 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 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.

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 Nº 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Nº 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 2012 en el SING y de 2010 en el SIC, 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% ± 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 Supremo Nº 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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.

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 Supremo Nº 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

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.

3.1.3.- Mercado de transmisión de electricidad.

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicionales. 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 (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) 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.

ELECDA S.A., en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión. Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del

estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y se aplica para un período de cuatro años.

El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

La Tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, 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.

El referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones.

Las tarifas de subtransmisión vigentes son las publicadas en el decreto Nº 320, del 09 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

Precios.

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley Nº 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL Nº4 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas y otorgando así certidumbre regulatoria a este segmento.

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

Así, la regulación vigente alinea los ingresos del sector transmisión con la demanda eléctrica del país. Por lo anterior, los ingresos esperados tienen una relación directa con la tasa de crecimiento efectiva de la población y del PIB, existiendo la posibilidad de producirse variaciones entre los ingresos reales con respecto a los esperados.

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.

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.

3.2.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participa la Sociedad, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y una estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante una 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.

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

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

Al cierre del tercer trimestre, la deuda financiera de ELECDA S.A. alcanzó a M$ 23.740.508 la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2010	M$	%
Deuda en pesos o UF	23.740.508	100%
Total deuda financiera	**23.740.508**	**100%**

2009	M$	%
Deuda en pesos o UF	19.658.907	100%
Total deuda financiera	**19.658.907**	**100%**

La mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la unidad de fomento respecto del peso.

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el período, se observa un impacto negativo de M$ 226.171.

2010		UF	M$
AL 31/12/2009	No se amortiza en 3 meses	618.500	12.953.171
	Efecto Amortización	309.300	19.442
Al 30/09/2010		**618.500**	**13.198.784**
Efecto por unidad de reajuste			**(226.171)**

2009		UF	M$
AL 31/12/2008	No se amortiza en 3 meses	927.800	19.903.694
	Efecto Amortización	0	0
Al 30/09/2009		**927.800**	**19.330.203**
Efecto por unidad de reajuste			**573.491**

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto en las unidades de reajustes debido a una variación de 1% en la unidad de fomento respecto del peso.

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M$ 131.199 para el período recién concluido.

3.2.2.- Riesgo de Tasa de Interés.

Elecda al cierre del tercer trimestre 2010 posee la deuda financiera estructurada, a tasa fija en 27% y a tasa variable en 73%.

2010	M$	%
Deuda a tasa fija	6.523.547	27%
Deuda a tasa variable	17.216.961	73%
Total deuda Financiera	**23.740.508**	**100%**

2009	M$	%
Deuda a tasa fija	0	0%
Deuda a tasa variable	19.658.907	100%
Total deuda Financiera	**19.658.907**	**100%**

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M$ 129.127 de mayor gasto por intereses.

3.2.3.- Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

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

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

El flujo que genera la deuda financiera de ELECDA S.A. se ha estructurado en un 45% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M$ al 30/09/2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	13.890.630	11.339.634	25.230.264
	55%	**45%**	**100%**

M$ al 31/12/2009	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	6.979.996	13.105.443	20.085.439
	35%	**65%**	**100%**

3.2.4.- Riesgo de Crédito.

El riesgo de crédito de las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial es históricamente muy limitado. El corto plazo de cobro a los clientes permite acotar los montos de deuda individuales a través de la gestión de la suspensión de suministro por falta de pago. La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico limitando la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 8% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2010	Ventas	Clientes
Residencial	43,27%	141.968
Industrial	23,38%	549
Comercial	27,85%	7.500
Otros	5,50%	1.439
Total	**100,00%**	**151.456**

2009	Ventas	Clientes
Residencial	42,22%	138.316
Industrial	25,49%	543
Comercial	27,20%	7.440
Otros	5,09%	1.370
Total	**100,00%**	**147.669**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 36% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

La cobranza de los clientes en mora es gestionada, iniciando su 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.

3.2.5.- Riesgo de Liquidez.

3.2.5.1.- Efecto en Flujo de Caja por Cambios de Precios de Nudo.

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. El precio de nudo, que es el precio al cual compran las empresas distribuidoras a las generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en el flujo de caja de las empresas distribuidoras, fenómeno que se origina por la diferencia en las condiciones de aplicación de dichos precios en la compra y en la venta.

En efecto, cuando se produce un cambio en el precio de nudo, la energía comprada en un determinado mes, se paga completamente considerando este nuevo precio de nudo; sin embargo, el traspaso de este nuevo precio hacia los clientes finales se realiza de forma paulatina, debido a que en el transcurso de un mes se realizan varios procesos de facturación; es decir, se toma lectura y se emiten boletas y facturas en

distintas fechas del mes, lo que origina que a cada proceso le corresponda una tarifa de venta que resulta de ponderar la nueva tarifa y la anterior según esas fechas. Por ejemplo, si a un cliente se le toma lectura el día 20 de un mes, entonces las unidades físicas registradas serán valorizadas a una tarifa de venta que resulta de ponderar por 10/30 la tarifa del mes anterior y por 20/30 la nueva tarifa.

Para el período enero – septiembre de 2010, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incremente el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 64% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

3.2.5.2.- Efecto en Flujo de Caja por Cambios en el perfil de pago de los clientes.

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

3.2.5.3.- Análisis de la deuda financiera que no está a valor de mercado.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 30 de septiembre 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación el resumen del valor libro y de mercado del saldo insoluto de los pasivos financieros de la empresa:

Pasivos Financieros 2010 M$	Valor Libro al 30/09/2010 M$	Valor Justo al 30/09/2010 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	23.740.508	23.699.096	-0,2%

Pasivos Financieros 2009 M$	Valor Libro al 31/12/2009 M$	Valor Justo al 31/12/2009 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	19.658.907	19.774.423	0,6%

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.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

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

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En Nota Nº 19 se presenta información adicional al respecto.

4.2.- Tasaciones de propiedad, planta y equipos.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Efectivo en caja.	867.381	891.584
Saldos en bancos.	505.150	223.954
Total	**1.372.531**	**1.115.538**

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

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

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Deudores comerciales, neto.	10.377.637	13.419.511	103.609	186.417
Otras cuentas por cobrar, neto.	660.055	1.461.619	621.012	653.125
Total	**11.037.692**	**14.881.130**	**724.621**	**839.542**

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Deudores comerciales, bruto.	11.230.277	14.149.852	103.609	186.417
Otras cuentas por cobrar, bruto.	769.557	1.564.241	621.012	653.125
Total	**11.999.834**	**15.714.093**	**724.621**	**839.542**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no vencidos al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Con vencimiento menor de tres meses.	3.992.092	6.066.868	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	126.313	354.115	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	214.418	657.312	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	724.621	839.542
Total	**4.332.823**	**7.078.295**	**724.621**	**839.542**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vencidos al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Con vencimiento menor de tres meses.	5.705.652	7.053.526	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	296.593	280.187	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	386.967	450.868	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	1.277.799	851.217	0	0
Total	**7.667.011**	**8.635.798**	**0**	**0**

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Deudores comerciales.	852.640	730.341
Otras cuentas por cobrar.	109.502	102.622
Total	**962.142**	**832.963**

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Saldo inicial.	832.963	777.888
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período.	0	(136.796)
Aumento (disminución) del período.	129.179	191.871
Total	**962.142**	**832.963**

El detalle en resultados del deterioro al 30 de septiembre de 2010 y 2009, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el período	Saldo al			
	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Deudores comerciales.	122.299	139.950	19.640	36.357
Otras cuentas por cobrar.	6.880	0	6.880	24
Total	**129.179**	**139.950**	**26.520**	**36.381**

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 les 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 Nº 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo Nº 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. Nº 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. Nº 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, 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 entidades 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 Nº 44 y 89 de la Ley Nº 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 la matriz y 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 período, 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 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL $	48.461	224	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	912	1.456	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	4.475	2.011	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	191.445	167.701	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL $	0	0	366	359
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	824	723	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Asociada	CL $	41.029	47.477	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	17.121	4.116	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	13.416	8.889	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Controladora	CL $	3.106.058	0	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	663	0	0	0
Total							**3.424.404**	**232.597**	**366**	**359**

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL $	13.556	423.663	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL $	0	0	41.963	41.181
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	409	93	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Accionista	CL $	0	694.776	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Accionista	CL $	2.115	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	7.304	5.428	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	1.795	2.505	0	0
96,849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	12	24	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL $	20.636	16.539	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Controladora	CL $	0	2.407.553	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	0	76.040	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	31.167	33.453	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	854	13.749	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	88.587	86.422	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	508.563	627.032	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	29.550	9.171	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	218	0	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	2.486	0	0	0
Total							**707.252**	**4.396.448**	**41.963**	**41.181**

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 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 30/09/2010 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	01/01/2009 30/09/2009 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	01/07/2010 30/09/2010 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$	01/07/2009 30/09/2009 monto M$	Efecto en resultados (cargo) / abono M$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL $	5.501.647	21.951	0	0	(120.250)	8.609	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL $	0	0	3.998.907	2.188	0	0	3.998.907	2.188
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL $	0	0	4.003.632	(87.034)	0	0	2.284.817	(12.321)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL $	1.536.548	(1.536.548)	1.634.629	(1.634.629)	516.067	(516.067)	544.877	(544.877)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL $	91.042	(4.265)	1.533.350	(162.224)	29.840	(4.265)	203.799	(38.836)
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL $	0	0	28.012	(28.012)	0	0	201	(201)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Accionista	Compra de energía y potencia	CL $	627.158	(627.158)	1.361.371	(1.361.371)	(16.934)	16.934	456.285	(456.285)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Accionista	Servicios prestados	CL $	598.357	(598.357)	284.555	284.555	0	0	89.483	89.483
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asociada	Servicios prestados	CL $	165.506	165.506	164.553	164.553	55.644	55.644	54.621	54.621
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activos	CL $	64.000	0	0	0	64.000	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL $	21.364	21.364	0	0	840	840	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	103.993	(103.993)	129.081	(129.081)	37.822	(37.822)	28.715	(28.715)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	1.137	(74)	4.074	0	1.009	0	4.074	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL $	27.758	27.758	13.018	13.018	9.403	9.403	13.018	13.018
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	20.504	20.504	0	0	6.006	6.006	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL $	153.226	(153.226)	80.070	(80.070)	51.777	(51.777)	26.573	(26.573)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	1.126	(1.126)	1.116	(155)	0	0	961	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	558.345	(558.345)	52.569	(52.569)	196.588	(196.588)	18.029	(18.029)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL $	9.200	(9.200)	0	0	9.200	(9.200)	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	0	0	0	0	0	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	6.013	(6.013)	1.402	(1.402)	331	(331)	1.402	(1.402)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	814.983	(131.209)	170.990	(39.240)	344.703	(46.246)	170.990	(39.240)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL $	10.929	10.929	0	0	0	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	CL $	0	0	0	0	0	0	(723)	(723)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL $	0	0	2.735	2.735	0	0	2.735	2.735
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	1.802	0	37.264	0	1.802	0	37.264	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	1.554	(1.554)	0	0	(10.000)	10.000	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL $	1.304	1.304	0	0	556	556	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL $	663	(663)	0	0	312	(312)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	69.927	(69.927)	0	0	23.510	(23.510)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL $	27.440	(27.440)	0	0	27.440	(27.440)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL $	28.201	(28.201)	0	0	16.257	(16.257)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL $	2.089	(1.620)	0	0	2.089	(1.620)	0	0

7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Elecda S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente zonal, un Subgerente comercial, un Subgerente de operaciones y un administrador. Además esta Sociedad gerencialmente depende de Empresas Emel S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo Nº 33 de la Ley Nº 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 16 de abril de 2010, fijó los siguientes montos para el período 2010, los cuales se mantienen según los fijados para el período 2009:

- **Dietas por asistencia a sesiones.**

  Los Directores no percibirán dietas por este concepto.

- **Comité de Directores.**

  Pagar a cada Director 1 Unidad de Fomento mensual por sesión del Comité de Directores. En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada el 27 de enero de 2010, se informa la cesación de funciones del Comité de Directores Elecda S.A.

El detalle de los montos pagados por el período terminado al 30 de septiembre de 2010 y 2009 a los Señores Directores es el siguiente:

Retribución del directorio					
Nombre	Cargo	01/01/2010 30/09/2010	01/01/2009 30/09/2009	01/07/2010 30/09/2010	01/07/2009 30/09/2009
		Comité directores M$	Comité directores M$	Comité directores M$	Comité directores M$
Pablo Guarda Barros	Director	21	190	0	63
Gonzalo Rodriguez Vives	Director	21	190	0	63
Rafael Salas Cox	Director	21	190	0	63
Totales		**63**	**570**	**0**	**189**

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave del Grupo EMEL para el período 30 de septiembre de 2010 y 2009 son las siguientes:

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Salarios.	180.070	122.552	60.366	33.238
Correcciones de valor y beneficios no monetarios.	4.943	3.105	1.299	808
Beneficios a corto plazo para los empleados.	41.362	30.753	14.256	8.070
Beneficios por terminación.	0	129.042	0	0
Total	**226.375**	**285.452**	**75.921**	**42.116**

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

8.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Clases de inventarios	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Mercaderías para la venta.	11.838	11.838
Trabajos en curso.	16.984	132.631
Provisión de deterioro.	(10.127)	(10.127)
Total	**18.695**	**134.342**

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	5.675	0	0
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	5.675	0	3.101
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período.	0	382.439	0	108.956

El costo de existencias reconocido como gasto incluido en costos de bienes vendidos para el cierre del período al 30 de septiembre de 2009 ascendió a M$ 382.439. Durante el ejercicio 2009, los productos de retail fueron traspasados a Novanet S.A.

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período finalizado al 30 de septiembre de 2010 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2009.

Activos por impuestos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Pagos provisionales mensuales.	882.327	1.616.029
Rebajas al impuesto.	18.977	23.961
Total	**901.304**	**1.639.990**

Pasivos por impuestos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Impuesto a la renta de primera categoría.	802.464	1.352.883
Total	**802.464**	**1.352.883**

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Activos por impuestos por cobrar.	**98.840**	**287.107**

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período finalizado al 30 de septiembre de 2010 y el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2009.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Gastos pagados por anticipado.	64.540	7.740
Garantías de arriendo.	4.187	4.147
Boletas en garantía.	15.000	15.000
	83.727	**26.887**

11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION.

11.1.- Composición del rubro.

Al 30 de septiembre de 2010:

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2009 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos recibidos M$	Saldo al 30/09/2010 M$
Inversiones en asociadas.	**2.087.774**	66.384	0	(57.172)	**2.096.986**
TOTALES	**2.087.774**	**66.384**	**0**	**(57.172)**	**2.096.986**

Al 31 de diciembre de 2009:

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2009 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos recibidos M$	Saldo al 31/12/2009 M$
Inversiones en asociadas.	**2.057.251**	139.423	(901)	(108.900)	**2.087.774**
TOTALES	**2.057.251**	**139.423**	**(901)**	**(108.900)**	**2.087.774**

11.2.- Inversiones en asociadas.

11.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 30 de septiembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2009 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos recibidos M$	Saldo al 30/09/2010 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,0000%	11,0000%	**2.087.774**	66.384	0	(57.172)	**2.096.986**
				TOTALES	**2.087.774**	**66.384**	**0**	**(57.172)**	**2.096.986**

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2009 M$	Participación en ganancia (pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos recibidos M$	Saldo al 31/12/2009 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,0000%	11,0000%	2.057.251	139.423	0	(108.900)	**2.087.774**
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	Chile	CL $	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	**0**
				TOTALES	**2.057.251**	**139.423**	**(901)**	**(108.900)**	**2.087.774**

Con fecha 10 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. vende su participación en Essei S.A. a Empresas Emel S.A., todo esto como parte del proceso de reorganización de Empresas Emel S.A., la cual paga a Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. la suma de M$ 1.200 por compra de 1.200.000 acciones de Essei S.A.

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Inversiones en asociadas	30/09/2010									
	% Participación	Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos asociada M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos asociada M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (pérdida) neta M$
Transemel S.A.	11,00%	851.387	25.573.929	**26.425.316**	1.512.104	5.849.700	**7.361.804**	2.240.032	(1.636.540)	**603.492**
TOTALES		**851.387**	**25.573.929**	**26.425.316**	**1.512.104**	**5.849.700**	**7.361.804**	**2.240.032**	**(1.636.540)**	**603.492**

Inversiones en asociadas	31/12/2009									
	% Participación	Activos corrientes M$	Activos no corrientes M$	Total activos asociada M$	Pasivos corrientes M$	Pasivos no corrientes M$	Total pasivos asociada M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (pérdida) neta M$
Transemel S.A.	11,00%	2.022.046	24.889.804	**26.911.850**	1.664.112	6.267.969	**7.932.081**	3.531.979	(2.264.494)	**1.267.485**
Estudios, Servicios e Inversiones S.A.	0,00%	37.265	0	**37.265**	7.577	402	**7.979**	51.526	(57.439)	**(5.913)**
TOTALES		**2.059.311**	**24.889.804**	**26.949.115**	**1.671.689**	**6.268.371**	**7.940.060**	**3.583.505**	**(2.321.933)**	**1.261.572**

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres y programas informáticos.

Su detalle al 30 de septiembre de 2010 y 31 diciembre de 2009 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Programas informáticos, neto.	1.974	2.740
Otros activos intangibles identificables, neto.	16.639	7.023
Total	**18.613**	**9.763**

Clases de activos intangibles, bruto	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Programas informáticos, bruto.	2.548.968	2.548.968
Otros activos intangibles identificables, bruto.	16.639	7.023
Total	**2.565.607**	**2.555.991**

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	2.546.994	2.546.228
Total	**2.546.994**	**2.546.228**

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Activos intangibles de vida finita, neto.	2.546.994	2.546.228
Total	**2.546.994**	**2.546.228**

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de septiembre de 2010 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Servidumbres.	Vida	5	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	**2.740**	**7.023**	**9.763**
Adiciones.	0	9.616	**9.616**
Amortización.	(766)	0	**(766)**
Cambios, total	**(766)**	**9.616**	**8.850**
Saldo final activos intangibles identificables al 30 de septiembre de 2010	**1.974**	**16.639**	**18.613**

Movimientos en activos intangibles	2009		
	Programas informáticos, neto M$	Otros activos intangibles identificables, neto M$	Activos intangibles identificables, neto M$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	**1.692**	**5.612**	**7.304**
Adiciones.	1.767	1.411	**3.178**
Amortización.	(719)	0	**(719)**
Cambios, total	**1.048**	**1.411**	**2.459**
Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009	**2.740**	**7.023**	**9.763**

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 30 de septiembre de 2010 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 30 / 09 / 2010	Importe en libros de activo individual intangible significativo M$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	15.228	**Vida útil indefinida**
Otros (Derechos).	1.411	**Vida útil definida**
Total	**16.639**	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 30 de septiembre de 2010 y 2009 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Gastos de administración.	766	574	255	146
Total	**766**	**574**	**255**	**146**

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. 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.

12.2.2.- 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. No existe intangibles identificables registrados por este concepto.

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

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

13.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Saldo Inicial	**3.061.849**	**3.100.561**
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(29.034)	(38.712)
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	**(29.034)**	**(38.712)**
Total	**3.032.815**	**3.061.849**

Las tasaciones de propiedades de inversión son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y siempre al menos cada tres años. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2008.

13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	3.032.815	3.061.849
Total	**3.032.815**	**3.061.849**

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	138.616	120.908	54.160	46.089
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	29.034	29.034	9.678	9.678

14.- PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.

14.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Elecda S.A.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	40	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	10	25
Vida útil para vehículos de motor.	5	10

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

14.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Construcciones en curso.	**2.246.984**	**1.898.200**
Terrenos.	**1.322.100**	**1.322.100**
Edificios.	**1.343.676**	**1.277.149**
Planta y equipos.	**43.270.983**	**43.205.791**
Subestaciones de poder.	10.081.246	10.294.734
Líneas de transporte energía.	1.811.176	1.885.560
Subestaciones de distribución.	5.533.576	5.308.538
Líneas y redes de media y baja tensión.	24.797.375	24.579.539
Medidores.	1.047.610	1.137.420
Equipamiento de tecnología de la información.	**29.037**	**39.845**
Instalaciones fijas y accesorios.	**797.516**	**710.973**
Equipos de comunicaciones.	57.172	63.779
Herramientas.	411.401	312.535
Muebles y útiles.	81.757	69.041
Instalaciones y accesorios diversos.	247.186	265.618
Vehículos de motor.	**425.347**	**433.716**
Otras propiedades, plantas y equipos.	**1.068.459**	**759.303**
Total	**50.504.102**	**49.647.077**

14.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Construcciones en curso.	**2.246.984**	**1.898.200**
Terrenos.	**1.322.100**	**1.322.100**
Edificios.	**1.829.289**	**1.737.446**
Planta y equipos.	**56.573.816**	**55.393.769**
Subestaciones de poder.	11.216.742	11.216.742
Líneas de transporte energía.	3.024.972	3.024.972
Subestaciones de distribución.	8.016.159	7.622.472
Líneas y redes de media y baja tensión.	32.034.654	31.253.891
Medidores.	2.281.289	2.275.692
Equipamiento de tecnología de la información.	**107.782**	**119.915**
Instalaciones fijas y accesorios.	**2.348.224**	**2.187.283**
Equipos de comunicaciones.	317.233	315.800
Herramientas.	1.303.677	1.163.237
Muebles y útiles.	267.826	249.901
Instalaciones y accesorios diversos.	459.488	458.345
Vehículos de motor.	**1.024.120**	**1.132.579**
Otras propiedades, plantas y equipos.	**1.068.459**	**759.303**
Total	**66.520.774**	**64.550.595**

14.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Edificios.	**485.613**	**460.297**
Planta y equipos.	**13.302.833**	**12.187.978**
Subestaciones de poder.	1.135.496	922.008
Líneas de transporte energía.	1.213.796	1.139.412
Subestaciones de distribución.	2.482.583	2.313.934
Líneas y redes de media y baja tensión.	7.237.279	6.674.352
Medidores.	1.233.679	1.138.272
Equipamiento de tecnología de la información.	**78.745**	**80.070**
Instalaciones fijas y accesorios.	**1.550.708**	**1.476.310**
Equipos de comunicaciones.	260.061	252.021
Herramientas.	892.276	850.702
Muebles y útiles.	186.069	180.860
Instalaciones y accesorios diversos.	212.302	192.727
Vehículos de motor.	**598.773**	**698.863**
Total	**16.016.672**	**14.903.518**

El ítem Otras Propiedades, plantas y equipos está compuesto por los bienes que se encuentran para ser utilizados en Obras en ejecución y no están sujetos a depreciación dado que no están incorporados a una instalación en uso.

14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipo.

Al 30 de septiembre de 2010

Movimiento año 2010		Construción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		**1.898.200**	**1.322.100**	**1.277.149**	**43.205.791**	**39.845**	**710.973**	**433.716**	**759.303**	**49.647.077**
Cambios	Adiciones.	2.084.158	0	0	0	0	0	0	355.378	**2.439.536**
	Retiros.		0	0	(202.635)	(1.880)	0	0	0	**(204.515)**
	Gasto por depreciación.			(25.316)	(1.200.590)	(13.287)	(74.398)	(64.405)	0	**(1.377.996)**
	Otros incrementos (decrementos).	(1.735.374)	0	91.843	1.468.417	4.359	160.941	56.036	(46.222)	**0**
	Total cambios	**348.784**	**0**	**66.527**	**65.192**	**(10.808)**	**86.543**	**(8.369)**	**309.156**	**857.025**
Saldo Final al 30 de septiembre de 2010		**2.246.984**	**1.322.100**	**1.343.676**	**43.270.983**	**29.037**	**797.516**	**425.347**	**1.068.459**	**50.504.102**

Al 31 de diciembre de 2009

Movimiento año 2009		Construción en curso M$	Terrenos M$	Edificios, neto M$	Planta y equipo, neto M$	Equipamiento de tecnologías de la información, neto M$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M$	Vehículos de motor, neto M$	Otras propiedades, planta y equipo, neto M$	Propiedades, planta y equipo, neto M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		**1.637.254**	**1.335.836**	**1.243.068**	**42.410.938**	**42.287**	**514.452**	**518.971**	**411.153**	**48.113.959**
Cambios	Adiciones.	3.301.828	0	31.954	0	21.636	186.249	187.091	81.896	**3.810.654**
	Retiros.	0	(13.736)	(27.575)	(366.473)	(24.481)	0	(3.000)	0	**(435.265)**
	Gasto por depreciación.	0	0	(29.763)	(1.553.776)	(24.078)	(110.696)	(123.958)	0	**(1.842.271)**
	Otros incrementos	(3.040.882)		59.465	2.715.102	24.481	120.968	(145.388)	266.254	**0**
	Total cambios	**260.946**	**(13.736)**	**34.081**	**794.853**	**(2.442)**	**196.521**	**(85.255)**	**348.150**	**1.533.118**
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		**1.898.200**	**1.322.100**	**1.277.149**	**43.205.791**	**39.845**	**710.973**	**433.716**	**759.303**	**49.647.077**

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

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

14.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2008. 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 por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	2.084.158	3.301.828

14.6.- 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 equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

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

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual 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 2008 asciende a 4,1 % 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 fue una Tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por el profesional independiente.

En el caso de los Terrenos y Edificios el método utilizado 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 ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que éste fuera utilizado por la Sociedad.

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 utilizado.

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

Valor de libros del activo fijo revaluado según el módelo del costo	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Terrenos.	446.493	446.493
Edificios.	1.111.228	1.134.205
Planta y equipos.	34.868.691	34.629.994
Total	**36.426.412**	**36.210.692**

El siguiente es el movimiento de reservas de revaluación para el período terminado al 30 de septiembre 2010 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2009:

Valor revaluado del activo fijo	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Saldo inicial	**9.594.348**	**9.954.942**
Retiros de activo fijo revaluado.	(44.675)	(123.142)
Reciclaje desde reserva revaluacion a utilidades acumuladas.	(39.325)	(237.452)
Movimiento del periodo	**(84.000)**	**(360.594)**
Total	**9.510.348**	**9.594.348**

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

Valor de libros según modelo del costo del activo fijo no revaluado	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Construcción en curso	2.246.984	1.898.200
Equipamiento de tecnologías de la información	29.037	39.845
Instalaciones fijas y accesorios	797.516	710.973
Vehículos de motor	425.347	433.716
Otras propiedades, planta y equipo	1.068.458	759.303
Total	**4.567.342**	**3.842.037**

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Relativos a activos fijos	778.293	662.516
Relativos a acumulaciones (o devengos).	47.268	106.457
Relativos a provisiones.	591.922	542.662
Relativos a otros.	54.713	54.444
Total	**1.472.196**	**1.366.079**

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

Pasivos por impuestos diferidos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Relativos a revaluaciones de Propiedad, Plantas y Equipos	1.808.723	1.823.004
Relativos a intangibles	6.776	12.840
Relativos a otros.	18.727	23.961
Total	**1.834.226**	**1.859.805**

15.2.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de septiembre y 31 de diciembre de 2009:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	**1.366.079**	**1.236.185**
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	106.117	129.894
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	**106.117**	**129.894**
Total	**1.472.196**	**1.366.079**

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	**1.859.805**	**1.900.817**
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(25.579)	(41.012)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	**(25.579)**	**(41.012)**
Total	**1.834.226**	**1.859.805**

15.3.- 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 relacionado con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria, a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas, por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas. Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M$	Valores compensados M$	Saldos netos al cierre M$
30/09/2010			
- Activos por impuestos diferidos	1.472.196	(1.472.196)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.834.226)	1.472.196	(362.030)
Total	**(362.030)**	**0**	**(362.030)**
31/12/2009			
- Activos por impuestos diferidos	1.366.079	(1.366.079)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.859.805)	1.366.079	(493.726)
Total	**(493.726)**	**0**	**(493.726)**

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

16.1.- Clases de otros pasivos financieros.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Pasivos financieros	Moneda	30/09/2010		31/12/2009	
		Corrientes M$	No corrientes M$	Corrientes M$	No corrientes M$
Préstamos bancarios.	CL $	87.368	10.439.501	0	0
Préstamos bancarios.	UF	13.213.639	0	6.771.388	12.887.519
Total préstamos bancarios		**13.301.007**	**10.439.501**	**6.771.388**	**12.887.519**
Obligaciones con el público (bonos)	UF	**0**	**0**	**0**	**0**
Obligaciones con el público (pagarés)	CL $	**0**	**0**	**0**	**0**
Obligaciones por arrendamiento financiero	UF	**0**	**0**	**0**	**0**
Pasivos de cobertura		**0**	**0**	**0**	**0**
Total		**13.301.007**	**10.439.501**	**6.771.388**	**12.887.519**

16.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 30 de septiembre de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	3 a 12 meses	30/09/2010	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	30/09/2010
								M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	1,97%	1,47%	Sin Garantía	0	7.689.907	7.689.907	0	0	0
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	CL $	Al vencimiento	5,52%	5,52%	Sin Garantía	0	65.357	65.357	0	6.458.190	6.458.190
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	CL $	Al vencimiento	6,05%	5,66%	Sin Garantía	0	22.011	22.011	0	3.981.311	3.981.311
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,21%	1,53%	Sin Garantía	0	5.523.732	5.523.732	0	0	0
							Total	**0**	**13.301.007**	**13.301.007**	**0**	**10.439.501**	**10.439.501**

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

País	Sociedad deudora	Institución acredora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
								hasta 1 mes	3 a 12 meses	31/12/2009	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31/12/2009
								M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	Elecda S.A.	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	76.589	0	76.589	7.499.192	0	7.499.192
Chile	Elecda S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,67%	6,05%	Sin Garantía	6.640.842	0	6.640.842	0	0	0
Chile	Elecda S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	53.957	0	53.957	5.388.327	0	5.388.327
							Total	**6.771.388**	**0**	**6.771.388**	**12.887.519**	**0**	**12.887.519**

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

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Proveedores de energía.	4.371.149	5.954.601	0	0
Retenciones.	1.049.399	1.059.009	0	0
Dividendos por pagar.	118.530	117.148	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	572.791	731.983	0	0
Proveedores no energéticos.	375.553	521.515	0	0
Acreedores varios.	926.476	624.863	330.533	328.912
Otros.	364.755	134.147	0	0
Total	**7.778.653**	**9.143.266**	**330.533**	**328.912**

17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Vacaciones del personal.	176.888	200.935	0	0
Bonificaciones de feriados.	82.626	107.469	0	0
Participación sobre resultados	313.277	423.579	0	0
Total	**572.791**	**731.983**	**0**	**0**

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Provisión de reclamaciones legales.	727.638	676.863	0	0
Total	**727.638**	**676.863**	**0**	**0**

18.1.1.- Provisión de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra ELECDA 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 (detalle en Nota Nº 28). 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.

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 30 de septiembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M$	Total M$
Saldo inicial al 01 de enero de 2010	**676.863**	**0**	**676.863**
Provisiones adicionales.	143.647	0	**143.647**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	60.179	0	**60.179**
Provisión utilizada.	(110.179)	0	**(110.179)**
Reversión de provisión no utilizada.	(49.899)	0	**(49.899)**
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	7.965	0	**7.965**
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(938)	0	**(938)**
Total cambios en provisiones	**50.775**	**0**	**50.775**
Saldo final al 30 de septiembre de 2010	**727.638**	**0**	**727.638**

Saldo al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales M$	Por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M$	Total M$
Saldo inicial al 01 de enero de 2009	**531.459**	**60.160**	**591.619**
Provisiones adicionales.	141.266	0	**141.266**
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	63.538	(60.160)	**3.378**
Provisión utilizada.	(58.419)	0	**(58.419)**
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	(981)	0	**(981)**
Total cambios en provisiones	**145.404**	**(60.160)**	**85.244**
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	**676.863**	**0**	**676.863**

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	2.108.386	1.958.823
Total	**0**	**0**	**2.108.386**	**1.958.823**

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	**1.708.642**	**1.721.167**
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	93.799	125.500
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	83.759	123.533
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	0	(246.147)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	48.162	0
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(71.978)	(15.411)
Total	**1.862.384**	**1.708.642**

19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	**1.862.384**	**1.708.642**
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.862.384	1.708.642
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	246.002	250.181
Total	**2.108.386**	**1.958.823**

19.4.- Gastos reconocidos en el estado intermedio de resultados.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	93.799	94.362	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	83.759	92.650	Costos financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	(4.179)	0	Costo de ventas - gastos de administración.
Total gastos reconocidos en resultados	**173.379**	**187.012**	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	30/09/2010	31/12/2009
Tasa de descuento utilizada.	3,6	3,6
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	B-2006	
Tabla de invalidez.	PDT 1985- Cat II	
Tabla de rotación.	ESA-77	

Los supuestos respecto de la tasa de futura mortalidad se fijan sobre la base de asesoría actuarial de acuerdo con las estadísticas publicadas y con la experiencia en Chile.

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Ingresos diferidos. (*)	240.798	554.309
Total	**240.798**	**554.309**

20.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	206.303	544.544
Ingresos deferidos por apoyos en postación.	7.363	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	27.132	9.765
Total	**240.798**	**554.309**

El movimiento de este rubro por el período al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	30-09-2010 M$	31-12-2009 M$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	**554.309**	**701.635**
Adiciones.	901.055	3.033.894
Imputación a resultados.	1.214.566	3.181.220
Total	**240.798**	**554.309**

20.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC Nº 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

20.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	1.005.672	1.841.063	199.638	532.960
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(164.353)	(1.117.767)	392.955	(296.644)
Margen de contratos en construcción	**841.319**	**723.296**	**592.593**	**236.316**

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

Detalle	30/09/2010 M$	31/12/2009 M$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	551.134	2.534.836
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	206.303	544.544

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

El objetivo de Elecda S.A. 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 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 créditos bancarios.

Al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M$ 16.771.834.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de septiembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 180.804.998 acciones sin valor nominal.

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

21.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2009, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2009.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2010, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 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.

21.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2009, se aprobó el pago de un dividendo definitivo Nº 79 de $ 7,230048 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$ 1.307.228.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 337 de fecha 27 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 80 de $ 5,7 por acción con cargo a las utilidades acumuladas

del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009, por un total de M$ 1.030.587.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 340 de fecha 26 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 81 de $ 7,0 por acción con cargo a las utilidades acumuladas del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009, por un total de M$ 1.265.635.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 343 de fecha 25 de noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 82 de $ 3,9 por acción con cargo a las utilidades acumuladas del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009, por un total de M$ 705.140.

En Junta Ordinaria de Accionistas, con fecha 16 de abril de 2010, aprobó el pago de un dividendo definitivo Nº 83 de $ 3,9 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 $ 705.140.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 351 de fecha 26 de mayo de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 84 de $ 4,2 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M$ 759.381.

El Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 355 de fecha 06 de septiembre de 2010, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 85 de $ 4,5 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M$ 813.622.

21.5.- Reservas.

21.5.1.- 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.

21.5.2.- Otras reservas.

a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular Nº 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 Nº 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M$ (1.370.701).

b) Venta participación en Essei por M$ 62.261.

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

Para el período terminado al 30 de septiembre de 2010 y 2009 no hay movimiento de otros resultados integrales.

22- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ventas	**53.531.407**	**64.004.698**	**16.995.794**	**19.739.821**
Venta de energía.	53.520.049	63.471.637	16.983.373	19.611.933
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	11.358	533.061	12.421	127.888
Prestaciones de servicios	**4.676.892**	**5.479.834**	**1.568.546**	**1.870.092**
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	1.984.893	1.527.445	672.866	694.020
Arriendo de equipos de medida.	221.498	345.465	76.511	109.518
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	209.614	216.623	75.502	64.630
Apoyos en postación.	136.694	432.153	46.469	138.728
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	1.806.141	2.606.403	602.690	751.958
Otras Prestaciones	318.052	351.745	94.508	111.238
Total	**58.208.299**	**69.484.532**	**18.564.340**	**21.609.913**

22.2.- Otros ingresos por función.

Otros ingresos por función	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Arriendo de oficinas a terceros.	138.620	120.908	54.160	46.088
Total	**138.620**	**120.908**	**54.160**	**46.088**

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Costo de venta	48.866.464	60.200.685	15.062.035	18.451.686
Costo de administración	4.551.321	3.906.095	1.584.382	1.284.525
	53.417.785	**64.106.780**	**16.646.417**	**19.736.211**

Gastos por naturaleza	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Compra de energía.	43.703.546	54.284.480	13.556.592	16.558.957
Gastos de personal.	2.592.968	2.343.269	1.001.740	807.137
Gastos de operación y mantenimiento.	2.086.469	2.972.179	395.522	906.903
Gastos de administración.	3.656.040	3.130.432	1.230.252	999.089
Depreciación.	1.377.996	1.375.846	462.056	463.979
Amortización.	766	574	255	146
Total	**53.417.785**	**64.106.780**	**16.646.417**	**19.736.211**

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Sueldos y salarios.	1.756.486	1.653.907	591.986	562.856
Beneficios a corto plazo a los empleados.	365.649	387.748	157.158	148.983
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	89.620	94.362	30.591	31.159
Otros gastos de personal.	381.213	207.252	222.005	64.139
Total	**2.592.968**	**2.343.269**	**1.001.740**	**807.137**

Otros Gastos de personal (*)	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Bonificaciones y becas a Empleados	221.274	85.064	159.837	16.069
Beneficios de seguridad social	152.122	107.825	59.280	45.856
Otros gastos de personal	7.817	14.363	2.888	2.214
Total	**381.213**	**207.252**	**222.005**	**64.139**

23.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009.

Detalle	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Depreciación				
Costo de ventas.	1.358.857	1.348.759	456.521	454.614
Gasto de administración.	19.139	27.087	5.535	9.365
Total depreciación	**1.377.996**	**1.375.846**	**462.056**	**463.979**
Amortización				
Gasto de administración.	766	574	255	146
Total amortización	**766**	**574**	**255**	**146**
Total	**1.378.762**	**1.376.420**	**462.311**	**464.125**

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Otras ganancias (pérdidas).				
Castigo de activo fijo.	(193.410)	(212.513)	(85.577)	(28.049)
Juicios y multas.	(157.794)	(63.284)	(138.351)	(8.803)
Venta chatarra.	12.159	0	0	0
Venta activo fijo.	40	(18.310)	26	(18.310)
Otros ingresos.	9.712	2.483	7.312	897
Total otras ganancias (pérdidas).	**(329.293)**	**(291.624)**	**(216.590)**	**(54.265)**

24- RESULTADO FINANCIERO.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2010 y 2009:

Resultado financiero	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	460.829	1.012.220	118.057	284.925
Otros ingresos financieros.	41.408	44.807	23.493	14.058
Total Ingresos financieros	**502.237**	**1.057.027**	**141.550**	**298.983**
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(597.814)	(826.940)	(236.153)	(245.985)
Otros gastos.	(89.455)	(197.056)	(27.942)	(47.352)
Total costos financieros	**(687.269)**	**(1.023.996)**	**(264.095)**	**(293.337)**
Unidad de reajuste				
Total resultados por unidades de reajuste	**(221.610)**	**579.042**	**(78.088)**	**95.687**
Total resultado financiero	**(406.642)**	**612.073**	**(200.633)**	**101.333**

25.- GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

25.1.- Efecto en resultados por impuesto a las ganancias.

Durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2010 y 30 de septiembre de 2009 se originó un cargo/abono a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M$ 677.338 y M$ 962.092 respectivamente.

Durante el período terminado al 30 de septiembre 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 cargo/abono de M$ 8.121, por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(735.067)	(1.110.886)	(311.506)	(361.872)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por Impuesto corriente.	18.727	23.819	(5.352)	(96)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(25.298)	4.732	0	0
Otros gastos por impuesto corriente.	(67.396)	(13.531)	(53.810)	(4.738)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	**(809.034)**	**(1.095.866)**	**(370.668)**	**(366.706)**
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	96.714	141.869	116.121	59.701
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	8.121	0	8.121	0
Otro gasto por impuesto diferido.	26.861	(8.095)	0	0
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	**131.696**	**133.774**	**124.242**	**59.701**
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	**(677.338)**	**(962.092)**	**(246.426)**	**(307.005)**

25.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes estranjera y nacional	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(809.034)	(1.095.866)	(370.668)	(366.706)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	**(809.034)**	**(1.095.866)**	**(370.668)**	**(366.706)**
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	131.696	133.774	124.242	59.701
Total gasto por impuestos diferidos, neto	**131.696**	**133.774**	**124.242**	**59.701**
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	**(677.338)**	**(962.092)**	**(246.426)**	**(307.005)**

25.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva para los períodos terminados al 30 de septiembre 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 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(724.129)**	**(1.022.767)**	**(269.466)**	**(341.642)**
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	11.285	53.801	5.140	31.624
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(88.317)	(13.582)	(6.725)	3.128
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	18.727	23.819	(5.352)	(96)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	8.121	0	8.121	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	1.563	(3.363)	0	0
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	95.412	0	21.856	(19)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**46.791**	**60.675**	**23.040**	**34.637**
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	**(677.338)**	**(962.092)**	**(246.426)**	**(307.005)**

26.- GANANCIA 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 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ajustes para calcular ganancias disponibles para los accionistas comunes, básico	**0**	**0**	**0**	**0**
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	180.804.998	180.804.998	180.804.998	180.804.998
Ganancias (pérdidas) básicas por acción ($ por acción)	**19,81**	**27,95**	**7,40**	**9,42**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

27.- INFORMACION POR SEGMENTO.

27.1.- Criterios de segmentación.

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

El Comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (transmisión de electricidad, distribución de electricidad y servicios regulados, distribución de electricidad y servicios no regulados, inversiones y otros servicios).

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

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su Ebitda.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por el ejercicio terminado al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

27.2.- Estado intermedio de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicios Regulados				Servicios No Regulados				Total			
	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$	01/01/2010 30/09/2010 M$	01/01/2009 30/09/2009 M$	01/07/2010 30/09/2010 M$	01/07/2009 30/09/2009 M$
Ingresos de actividades ordinarias.	55.017.712	64.878.137	17.253.468	20.259.864	3.190.587	4.606.395	1.310.872	1.350.049	58.208.299	69.484.532	18.564.340	21.609.913
Costo de ventas	(47.957.466)	(57.836.487)	(15.084.408)	(17.797.927)	(908.998)	(2.364.198)	22.373	(653.759)	(48.866.464)	(60.200.685)	(15.062.035)	(18.451.686)
Ganancia bruta	**7.060.246**	**7.041.650**	**2.169.060**	**2.461.937**	**2.281.589**	**2.242.197**	**1.333.245**	**696.290**	**9.341.835**	**9.283.847**	**3.502.305**	**3.158.227**
Otros ingresos, por función.	138.620	120.908	54.160	46.088	0	0	0	0	138.620	120.908	54.160	46.088
Gasto de administración.	(4.551.321)	(3.906.095)	(1.584.382)	(1.284.525)	0	0	0	0	(4.551.321)	(3.906.095)	(1.584.382)	(1.284.525)
Otras ganancias (pérdidas).	(329.293)	(291.624)	(216.590)	(54.265)	0	0	0	0	(329.293)	(291.624)	(216.590)	(54.265)
Ingresos financieros.	502.237	1.057.027	141.550	298.983	0	0	0	0	502.237	1.057.027	141.550	298.983
Costos financieros.	(687.269)	(1.023.996)	(264.095)	(293.337)	0	0	0	0	(687.269)	(1.023.996)	(264.095)	(293.337)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	66.384	197.166	30.235	42.799	0	0	0	0	66.384	197.166	30.235	42.799
Resultados por unidades de reajuste.	(221.610)	579.042	(78.088)	95.687	0	0	0	0	(221.610)	579.042	(78.088)	95.687
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**1.977.994**	**3.774.078**	**251.850**	**1.313.367**	**2.281.589**	**2.242.197**	**1.333.245**	**696.290**	**4.259.583**	**6.016.275**	**1.585.095**	**2.009.657**
Gasto por impuestos a las ganancias.	(289.468)	(580.919)	(19.774)	(188.636)	(387.870)	(381.173)	(226.652)	(118.369)	(677.338)	(962.092)	(246.426)	(307.005)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	**1.688.526**	**3.193.159**	**232.076**	**1.124.731**	**1.893.719**	**1.861.024**	**1.106.593**	**577.921**	**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ganancia (pérdida)	**1.688.526**	**3.193.159**	**232.076**	**1.124.731**	**1.893.719**	**1.861.024**	**1.106.593**	**577.921**	**3.582.245**	**5.054.183**	**1.338.669**	**1.702.652**
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	1.688.526	3.193.159	232.076	1.124.731	0	0	0	0	1.688.526	3.193.159	232.076	1.124.731
Ganancia (pérdida)	**1.688.526**	**3.193.159**	**232.076**	**1.124.731**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.688.526**	**3.193.159**	**232.076**	**1.124.731**
Ganancias por acción												
Ganancia por acción básica												
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	9,34	17,66	1,28	6,22	0	0	0	0	9,34	17,66	1,28	6,22
Ganancia (pérdida) por acción básica.	**9,34**	**17,66**	**1,28**	**6,22**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**9,34**	**17,66**	**1,28**	**6,22**
Depreciación	1.377.996	1.375.846	462.056	463.979	0	0	0	0	1.377.996	1.375.846	462.056	463.979
Amortización	766	574	255	146	0	0	0	0	766	574	255	146
EBITDA	**4.044.025**	**6.174.494**	**978.256**	**2.070.829**	**2.281.589**	**2.242.197**	**1.333.245**	**696.290**	**6.325.614**	**8.416.691**	**2.311.501**	**2.767.119**

EBITDA: Se entiende como el resultado antes de impuesto más depreciación, amortización y costos financieros.

Servicios Regulados: Se incluye en este segmento, todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad, como son la distribución y comercialización de energía eléctrica, conjuntamente con los negocios asociados, y la comercialización de productos retail.

Servicios no Regulados: Principalmente referido a la segregación de todos nuestros clientes libres, es decir, por lo cuales no se encuentra regulación alguna por parte de la entidad y cuya característica principal es que su tarifa es acordada por común acuerdo entre las partes, mediante la formalidad de un contrato. Generalmente está referido a empresas de gran tamaño y con necesidades distintas a nuestros clientes residenciales.

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

1. Nombre del juicio: "Fisco con Elecda"

Fecha:	20 de agosto de 2008.
Tribunal:	4° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia:	Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el fisco.
Cuantía:	M$ 516.502.
Rol N º:	3642-2008
Estado:	Sentencia de segunda instancia acogió la demanda y condenó a Elecda al pago de M$ 516.502. Se encuentra pendiente recurso de casación de fondo presentado por Elecda.

2. Nombre del juicio: "Olivera con Elecda"

Fecha:	9 de marzo de 2009.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractuales, reclamados por familia de bombero fallecido en accidente.
Cuantía:	M$ 150.000.
Rol Nº:	3.147-2008
Estado:	Se debe notificar nuevamente esta demanda en forma legal.

3. Nombre del juicio: "Valencia EIRL con Elecda"

Fecha:	23 de marzo de 2009.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía:	M$ 647.107.
Rol Nº:	938-2009
Estado:	Para sentencia de primera instancia.

4. Nombre del juicio: "Valencia EIRL con Elecda"

Fecha:	23 de marzo de 2009.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación del voltaje.
Cuantía:	M$ 647.107.
Rol Nº:	938-2009
Estado:	Para sentencia de primera instancia.

5. Nombre del juicio: “Rivera con Elecda”

Fecha:	16 de octubre de 2009.
Tribunal:	3° Juzgado Civil de Antofagasta
Materia:	Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008, y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con línea energizada.
Cuantía:	M$ 200.000.
Rol Nº:	4.790-2009
Estado:	Discusión.

6. Nombre del juicio: “Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari, Elecda y Eliqsa”

Fecha:	03 de noviembre de 2009.
Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia:	Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía:	Indeterminada.
Estado:	Etapa de prueba.

7. Nombre del juicio: “Constructora Valles del Sol con Elecda”.

Fecha:	10 de junio de 2010.
Tribunal:	1° Juzgado Civil de Antofagasta.
Materia:	Acción de reembolso.
Cuantía:	M$ 52.903.
Estado:	Excepciones dilatorias.

8. Querella contra Cristián Salinas Muñoz y Julio De Lartundo Montalva.

Con fecha 9 de abril de 2009, ELECDA S.A., interpuso querella criminal por los delitos de estafa y apropiación indebida contra Cristián Salinas Muñoz y Julio De Lartundo Montalva, dando lugar a la investigación RUC 0910008393-8, que actualmente se tramita en Fiscalía Local de Antofagasta. La Fiscalía formalizó investigación por el delito de estafa contra ambos querellados, en audiencia de fecha 2 de diciembre de 2009. Plazo de investigación formalizada se encuentra pendiente. Existen medidas cautelares reales decretadas desde el 13 de abril de 2009 (prohibición de celebrar actos y contratos) respecto de dos inmuebles de propiedad de los querellados, con avalúo fiscal conjunto de aproximadamente $85.000.000, para garantizar el resultado de futura acción civil, en la que se perseguirá la restitución a la empresa, por parte de los imputados, de la suma de $145.400.300.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, los juicios señalados no comprometerían significativamente el patrimonio de la Sociedad.

28.2 - Sanciones administrativas.

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

28.3 - Restricciones.

No existen otras restricciones que informar.

29.- 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.

30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los períodos terminados al 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

Subsidiaria	30/09/2010				Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	3	106	0	**109**	110
Calama	1	25	0	**26**	26
Tocopilla	0	9	0	**9**	9
Mejillones	0	4	0	**4**	3
Tal-Tal	0	3	0	**3**	3
Total	**4**	**147**	**0**	**151**	**151**

Subsidiaria	31/12/2009				Promedio del período
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	3	103	0	**106**	106
Calama	1	26	0	**27**	27
Tocopilla	0	9	0	**9**	9
Mejillones	0	4	0	**4**	4
Tal-Tal	0	4	0	**4**	4
Total	**4**	**146**	**0**	**150**	**150**

31.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución, transformación y transmisión de energía eléctrica, 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 los 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 30 de septiembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de septiembre de 2010, fecha de cierre de estos estados financieros intermedios 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.