EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos M$)
Correspondientes a los ejercicios terminados
Al 31 de diciembre de 2009 y 2008

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

INFORME DE AUDITORES EXTERNOS.

ESTADOS FINANCIEROS

- **ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.**
- **ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCIÓN.**
- **ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.**
- **ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO.**

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

1.- INFORMACION GENERAL.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.
2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.
2.3.- Transacciones en moneda extranjera.
2.4.- Información financiera por segmentos operativos.
2.5.- Propiedades, plantas y equipos.
2.6.- Activos intangibles.
2.7.- Propiedades de inversión.
2.8.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.
2.9.- Activos financieros.
2.10.- Inventarios.
2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.
2.12.- Asociadas o coligadas.
2.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.
2.14.- Capital social.
2.15.- Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.
2.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.
2.17.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.
2.18.- Beneficios a los empleados.
2.19.- Provisiones.
2.20.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
2.21.- Reconocimiento de ingresos.
2.22.- Contratos de construcción.
2.23.- Distribución de dividendos.

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.
3.2.- Riesgo financiero.
3.3- Control interno.

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

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).
4.3- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.

8.- INVENTARIOS.

9.- INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN.

9.1.- Detalle de inversiones en asociadas.
9.2.- Información financiera resumida de asociadas, totalizada.

10.- ACTIVOS INTANGIBLES.

11.- PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.

11.1.- Información a considerar sobre los activos revaluados.
11.2.- Detalle de los rubros.
11.3.- Vidas útiles.
11.4.- Otros antecedentes sobre propiedades, plantas y equipos.
11.5.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos.
11.6.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.
11.7.- Movimiento de reservas de revaluación.
11.8.- Costo por intereses.

12.- PROPIEDAD DE INVERSION.

12.1- Composición y movimiento del rubro.
12.2.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

13.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

13.1.- Saldos por impuestos diferidos.
13.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado de situación financiera.
13.3.- Compensación de partidas.

14.- PRESTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES.

15.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

16.- PROVISIONES.

16.1.- Provisiones.
16.2.- Movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes.

17.- PASIVOS ACUMULADOS (DEVENGADOS).

18.- OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

18.1.- Detalle del rubro.
18.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.
18.3.- Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales.
18.4.- Hipótesis actuariales.
18.5.- Sensibilización de las obligaciones post-empleo, no corriente.

19.- INGRESOS DIFERIDOS.

19.1.- Detalle del rubro.
19.2.- Movimiento del rubro.

20.- PATRIMONIO NETO.

20.1.- Capital suscrito y pagado.
20.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.
20.3.- Política dividendo.
20.4.- Dividendos.
20.5.- Otras reservas.

21.- INGRESOS.

21.1.- Ingresos ordinarios.
21.2.- Otros ingresos de operación.

22.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

22.1.- Gastos por naturaleza.
22.2.- Gastos de personal.
22.3.- Depreciación y amortización.
22.4.- Resultados financieros.

23.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

23.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.
23.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.
23.3- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.
23.4.- Cuentas por cobrar por impuestos corrientes.

24.- UTILIDAD POR ACCION.

25.- INFORMACION POR SEGMENTO.

25.1.- Criterios de segmentación.
25.2.- Estado de situación patrimonial.
25.3.- Estado de resultados integrales.

26.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

26.1.- Juicios y otras acciones legales.
26.2.- Sanciones administrativas.
26.3.- Restricciones.

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

28.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

29.- MEDIO AMBIENTE.

30.- HECHOS POSTERIORES.

31.- TRANSICION A LAS NIIF.

31.1.- Bases de la transición a las NIIF.
31.2.- Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Sociedad.
31.3.- Conciliación del patrimonio neto a la fecha de transición.
31.4.- Conciliación del patrimonio neto, resultados y estado de flujos de efectivo de los últimos estados financieros anuales.
31.5.- Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.

PRICEWATERHOUSECOOPERS

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 3 de marzo de 2010

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008, del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 y de los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

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

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y al 1 de enero de 2008, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas de Información Financiera de Chile/Normas Internacionales de Información Financiera.

PricewaterhouseCoopers

Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	1.115.538	859.281	681.172
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	6	14.881.130	14.811.747	12.956.041
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	232.597	243.805	183.633
Inventarios	8	134.342	287.533	270.583
Pagos Anticipados, Corriente		7.740	1.927	17.752
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	23	287.107	1.130.585	0
Otros Activos, Corriente		19.147	12.867	7.564
Total Activos Corrientes en Operación		**16.677.601**	**17.347.745**	**14.116.745**
Total Activos Corrientes		**16.677.601**	**17.347.745**	**14.116.745**
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	6	839.542	1.073.088	679.123
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7	359	5.217	2.019
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	9	2.087.774	2.057.251	1.989.314
Activos Intangibles, Neto	10	8.352	7.304	8.161
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11	49.647.077	48.113.959	35.707.221
Propiedades de Inversión	12	3.061.849	3.100.561	2.010.068
Activos por Impuestos Diferidos	13	0	0	1.034.299
Otros Activos, No Corriente		1.411	1.411	1.411
Total Activos No Corrientes		**55.646.364**	**54.358.791**	**41.431.616**
TOTAL ACTIVOS		**72.323.965**	**71.706.536**	**55.548.361**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.
(Expresado en miles de pesos (M$))

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente	14	6.771.388	245.643	0
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	15	8.171.080	8.744.648	7.373.631
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	4.396.448	5.988.803	3.549.227
Provisiones, Corriente	16	676.863	531.459	47.879
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	23	0	0	163.183
Otros Pasivos, Corriente		117.148	304.430	272.662
Ingresos Diferidos, Corriente	19	554.309	701.635	1.416.636
Pasivos Acumulados (o Devengados),. Total	17	855.038	844.493	585.327
Total Pasivos Corrientes		**21.542.274**	**17.361.111**	**13.408.545**
PASIVOS NO CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes	14	12.887.519	19.728.967	0
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	15	328.912	333.916	9.005
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7	41.181	49.178	18.432.784
Provisiones, no Corriente	16	0	60.160	19.506
Pasivos por Impuestos Diferidos	13	493.726	664.632	0
Ingresos Diferidos, No Corriente	19	0	0	128.483
Obligación por Beneficios Post Empleo	18	1.958.823	1.725.201	1.551.854
Total Pasivos No Corrientes		**15.710.161**	**22.562.054**	**20.141.632**
TOTAL PASIVOS		**37.252.435**	**39.923.165**	**33.550.177**
PATRIMONIO NETO				
Capital Emitido	20	16.910.462	16.910.462	15.539.761
Otras Reservas	20	9.059.885	7.885.744	0
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)		9.101.183	6.987.165	6.458.423
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora		**35.071.530**	**31.783.371**	**21.998.184**
Total Patrimonio Neto		**35.071.530**	**31.783.371**	**21.998.184**
Total Patrimonio Neto y Pasivos		**72.323.965**	**71.706.536**	**55.548.361**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION	Nota	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ingresos Ordinarios, Total	21	91.120.491	70.932.742
Costo de Ventas	22	(79.181.387)	(58.030.975)
Margen bruto		**11.939.104**	**12.901.767**
Otros Ingresos de Operación, Total	21	1.468.526	1.148.923
Gastos de Administración	22	(5.171.398)	(4.701.303)
Costos Financieros	22	(1.268.453)	(971.812)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	9	138.522	68.000
Resultados por Unidades de Reajuste	22	478.617	(1.626.215)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		(384.563)	(325.138)
Otras Ganancias (Pérdidas)		180.189	286.989
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		**7.380.544**	**6.781.211**
Ingreso (Gasto) por Impuesto a las Ganancias	23	(1.153.284)	(827.121)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto		**6.227.260**	**5.954.090**
Ganancia (Pérdida)		**6.227.260**	**5.954.090**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	24	6.227.260	5.954.090
Ganancia (Pérdida)		**6.227.260**	**5.954.090**
Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción		**34,44**	**32,93**
Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción de Operaciones Continuadas	24	34,44	32,93

ESTADO DE OTROS RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION	Nota	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ganancia (Pérdida)		6.227.260	5.954.090
Revalorizaciones de Propiedades, Plantas y Equipos	11	0	11.280.734
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		0	(1.917.725)
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		**0**	**9.363.009**
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales por Función		**6.227.260**	**15.317.099**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		6.227.260	15.317.099
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales por Función		**6.227.260**	**15.317.099**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.
(Expresado en miles de pesos (M$))

Año 2009

Estados de cambios en el patrimonio neto	Nota	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas			Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Acciones Ordinarias							
		Capital en Acciones	Prima de Emisión	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias			
Saldo Inicial Período Actual 01/01/2009		16.771.834	138.628	0	9.256.445	(1.370.701)	6.987.165	**31.783.371**	**31.783.371**
Saldo Inicial Reexpresado		**16.771.834**	**138.628**	**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**6.987.165**	**31.783.371**	**31.783.371**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		0	0	0	0	0	6.227.260	**6.227.260**	**6.227.260**
Dividendos en Efectivo Declarados		0	0	0	0	0	4.308.592	**4.308.592**	**4.308.592**
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos				1.414.700			(1.414.700)	**0**	**0**
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		0	0	0	(302.820)	62.261	1.610.050	**1.369.491**	**1.369.491**
Cambios en Patrimonio		**0**	**0**	**1.414.700**	**(302.820)**	**62.261**	**2.114.018**	**3.288.159**	**3.288.159**
Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009	**20**	**16.771.834**	**138.628**	**1.414.700**	**8.953.625**	**(1.308.440)**	**9.101.183**	**35.071.530**	**35.071.530**

Año 2008

Estados de cambios en el patrimonio neto	Nota	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas			Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total	Cambios en Patrimonio Neto, Total
		Acciones Ordinarias							
		Capital en Acciones	Prima de Emisión	Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias			
Saldo Inicial Período Anterior 01/01/2008		15.401.133	138.628	0	0	0	6.458.423	**21.998.184**	**21.998.184**
Saldo Inicial Reexpresado		**15.401.133**	**138.628**	**0**	**0**	**0**	**6.458.423**	**21.998.184**	**21.998.184**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		0	0	0	9.363.009	0	5.954.090	**15.317.099**	**15.317.099**
Dividendos en Efectivo Declarados		0	0	0	0	0	5.479.972	**5.479.972**	**5.479.972**
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		1.370.701	0	0	(106.564)	(1.370.701)	54.624	**(51.940)**	**(51.940)**
Cambios en Patrimonio		**1.370.701**	**0**	**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**528.742**	**9.785.187**	**9.785.187**
Saldo Final Ejercicio Anterior 31/12/2008	**20**	**16.771.834**	**138.628**	**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**6.987.165**	**31.783.371**	**31.783.371**

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
RUT: 96.541.920-9
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.
(Expresado en miles de pesos (M$))

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO DIRECTO	Nota	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones			
Importes Cobrados de Clientes		109.802.026	81.903.757
Pagos a Proveedores		(93.585.175)	(67.223.365)
Remuneraciones Pagadas		(3.329.768)	(2.716.672)
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido		(2.103.712)	(1.948.351)
Otros Cobros (Pagos)		(17.415)	543
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones		**10.765.956**	**10.015.912**
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación			
Importes Recibidos por Dividendos Clasificados como de Operación		130.177	132.204
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Operación		40.451	66.695
Pagos por Intereses Clasificados como de Operaciones		(1.084.195)	(1.131.209)
Importes Recibidos por Impuestos a las Ganancias Devueltos		1.147.835	1.555.056
Pagos por Impuestos a las Ganancias		(1.586.574)	(1.964.354)
Otras Entradas (Salidas) Procedentes de Otras Actividades de Operación		705.934	(605.327)
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación		**(646.372)**	**(1.946.935)**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación		**10.119.584**	**8.068.977**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión			
Importes Recibidos por Desapropiación de Propiedades, Planta y Equipo		47.703	2.300
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(3.998.078)	(4.718.179)
Pagos para Adquirir Activos Intangibles		(1.767)	0
Préstamos a empresas relacionadas		0	(2.613)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		**(3.952.142)**	**(4.718.492)**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación (Presentación)			
Obtención de préstamos		0	18.297.572
Préstamos de entidades relacionadas	7	3.496.970	4.389.689
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7	(5.108.754)	(20.403.666)
Pagos por Dividendos a Participaciones Minoritarias		(598.835)	(795.442)
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa		(3.700.566)	(4.660.529)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación		**(5.911.185)**	**(3.172.376)**
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		**256.257**	**178.109**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial		859.281	681.172
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estados de Flujos de Efectivo Directo, Saldo Final	**5**	**1.115.538**	**859.281**

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.

Los estados financieros de la Sociedad, correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 23 de febrero de 2009 y, posteriormente, presentados a la Junta Ordinaria de Accionistas con fecha 15 de abril de 2009, quien aprobó los mismos. Estos estados financieros fueron confeccionados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile emitidos por el Colegio de Contadores de Chile A.G. y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, los cuales no coinciden con los saldos del ejercicio 2008 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, debido a que éstos han sido reexpresados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) y Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH). En Nota Nº 31 se detalla la reconciliación del patrimonio neto, resultados del ejercicio y flujos de efectivo.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria Nº 348 del 3 de marzo de 2010, quien autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

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

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

En la preparación de estos estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. También se requiere que la Gerencia ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. 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.

2.2.- Nuevas normas e interpretaciones emitidas y no vigentes.

Las siguientes NIIF e Interpretaciones del CINIIF publicadas han sido emitidas, las cuales no son de aplicación obligatoria a la fecha de emisión de los presentes estados financieros:

Normas y enmiendas	Contenido	Fecha de aplicación obligatoria (*)
NIIF 1: Revisada	Adopción por primera vez de las NIIF	01 de julio de 2009
NIIF 3: Revisada	Combinación de negocio	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39	Elección de partidas cubiertas	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39 y CINIIF 9	Derivados implícitos	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27	Estados financieros consolidados y separados	01 de julio de 2009
Enmienda a la NIIF 2	Pagos basados en acciones. Aclaraciones acerca de su alcance	01 de enero de 2010
Enmienda a la NIC 24	Partes relacionadas. Revelaciones.	01 de enero de 2011
Enmienda a la NIIF 1	Adopción por primera vez de NIIF. Exención adicional.	01 de enero de 2010
Enmienda a la NIC 32	Clasificación de instrumentos financieros. Derechos de emisión	01 de febrero de 2010
Enmiendas diversas.	Proyecto de mejoramiento 2009 sobre numerosos aspectos menores de diferentes NIC/NIIF, emitido en Abril de 2009	01 de julio de 2009
NIIF 9	Instrumentos financieros. Guía para la clasificación y medición de instrumentos financieros.	01 de enero de 2013
NIIF para PyMEs	Normas para entidades pequeñas y medianas	01 de Julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 17	Distribución a los propietarios de activos no monetarios	01 de julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 18	Transferencia de activos desde clientes	01 de julio de 2009
Interpretaciones CINIIF 19	Extinción de pasivos financieros utilizando instrumentos de patrimonio	01 de Julio de 2010
Enmienda a la CINIIF 14	Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiamiento	01 de enero de 2011

(*) Ejercicios iniciados a contar de la fecha indicada.

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.

2.3.- Transacciones en moneda extranjera.

2.3.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional y de presentación de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros del Grupo Emel.

2.3.2.- 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 integrales, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo, en caso de existir.

2.3.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	CL $ / US$	CL $ / UF
31-12-2007	496,89	19.622,66
31-12-2008	636,45	21.452,57
31-12-2009	507,10	20.942,88

CL $ = Pesos chilenos.
US$ = Dólar estadounidense.
U.F. = Unidad de Fomento.

2.4.- 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, que son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, han sido identificados como el Comité de Ejecutivo Estratégico, que toma decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota Nº 25.

2.5.- 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, de existir.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones, crecimientos, etc.) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir a la Sociedad y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. El resto de 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 directamente a la cuenta reserva por revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados integrales. 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 los activos fijos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

Los promedios de vidas útiles por familias del activo fijo son:

Rubros	Años
Líneas y Redes de Distribución	32
Líneas de Transmisión	42
Subestaciones y Equipo Eléctrico de Distribución	32
Subestaciones y Equipo Eléctrico de Transmisión	45
Transformadores de Distribución	40
Transformadores de Transmisión	40
Medidores de Distribución	20
Medidores de Transmisión	45
Edificios	50
Equipamientos de Tecnologías de la Información	3
Instalaciones Fijas y Accesorios	18
Vehículos de Motor	8

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan, si es necesario, en cada cierre de balance, 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 integrales.

Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

2.6.- Activos intangibles.

2.6.1.- 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 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.

2.6.2.- Programas informáticos.

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

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que produce los programas informáticos y un porcentaje adecuado de gastos generales.

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

2.7.- 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 de el Grupo EMEL.

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

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

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.9.- 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, 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.

2.10.- 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 menos sus costos asociados (costos para realizar la venta); y en los contratos de construcción, su valor neto realizable corresponde al valor del contrato menos los costos de ventas estimados.

2.11.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen a su valor nominal ya que los plazos medios de vencimiento no superan los 20 días, 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 integrales 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 integrales.

2.12.- 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 inversión de la Sociedad en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de la Sociedad en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados integrales, 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.

2.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.14.- 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.

2.15.- Acreedores 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.

2.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

2.17.- Impuesto a la renta e impuestos diferidos.

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

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

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

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.

2.18.- Beneficios a los empleados.

2.18.1.- 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.

2.18.2.- 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 20, 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 20 , 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.

2.18.3.- 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.

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

2.19.- Provisiones.

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.

2.20.- 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.

2.21.- 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.

2.21.1.-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 ejercicio.

2.21.2.-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.

2.21.3.- Ingresos por intereses.

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

2.22.- 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.

2.23.- 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 subtransmisión 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 147.669 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 736 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2009.

<u>Contratos de Suministro</u>

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 en que participa ELECDA S.A. cuenta con contratos de suministro a precio licitado con ENDESA y GENER con vigencia desde enero de 2010 y hasta el 2020 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 Nº 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

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

el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

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

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

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

3.1.3.- 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 N° 320, del 9 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

<u>Precios</u>

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 Nº 4 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 subtransmisión 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 un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE, del cual es parte la Sociedad, 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, Sociedad Controladora, 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, la deuda financiera de ELECDA S.A. alcanzó a M$ 19.658.907, la que se encuentra denominada en unidades de fomento.

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

2008	M$	%
Deuda en pesos o UF	19.974.610	100%
Total deuda financiera	**19.974.610**	**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 cuarto trimestre, se observa un impacto positivo de M$ 472.890.

2009	UF	M$
Al 31/12/08	927.800	19.903.694
Al 31/12/09	927.800	19.430.804
Resultado por unidad de reajuste		472.890

2008	UF	M$
Saldo inicial $ Enero 2008	927.800	18.297.573
Al 31/12/08	927.800	19.903.694
Resultado por unidad de reajuste		(1.606.121)

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$ 194.308 para el ejercicio recién concluido.

3.2.2.- Riesgo de Tasa de Interés.

Elecda S.A. posee el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

2009	M$	%
Deuda a tasa variable	19.658.907	100%
Total deuda financiera	**19.658.907**	**100%**

2008	M$	%
Deuda a tasa variable	19.974.610	100%
Total deuda financiera	**19.974.610**	**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$ 194.308 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.
La deuda financiera de ELECDA S.A. se ha estructurado en un 65% a largo plazo mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

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
Total	**6.979.996**	**13.105.443**	**20.085.439**
	35%	**65%**	**100%**

M$ Al 31/12/2008	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	566.518	20.517.648	21.084.166
Total	**566.518**	**20.517.648**	**21.084.166**
	3%	**97%**	**100%**

3.2.4.-.- 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 31 de diciembre de 2009. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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	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%

Pasivos Financieros	Valor Libro al 31/12/2008 M$	Valor Justo al 31/12/2008 M$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	19.974.610	18.846.222	-5,6%

3.2.5.- 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 dos clientes más grandes representan solamente un 6,7% y un 4,9% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

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**

2008	Ventas	Clientes
Residencial	42,79%	133.834
Industrial	26,65%	531
Comercial	25,79%	7.249
Otros	4,77%	1.294
Total	**100,00%**	**142.908**

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 42% 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.

3.2.6.- Riesgo de Liquidez.

3.2.6.1.- 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 – diciembre de 2009, 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.

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

Producto de la crisis económica sufrida en el 2009, se observó que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. 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.

3.3.- 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.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Estos cálculos requieren el uso de estimaciones.

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas ("los beneficios") depende de varios 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 la Nota Nº 18 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de 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 de la Sociedad.

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Efectivo en Caja	891.584	606.633	397.528
Saldos en Bancos	223.954	252.648	283.644
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**1.115.538**	**859.281**	**681.172**

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

No existe variación entre efectivo y efectivo equivalente presentados en el estado de 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 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al Corriente			Saldo al No corriente		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Deudores Comerciales, Neto	13.419.511	13.733.642	12.194.582	186.417	350.980	241.506
Otras Cuentas por Cobrar, Neto	1.461.619	1.078.105	761.459	653.125	722.108	437.617
Total	**14.881.130**	**14.811.747**	**12.956.041**	**839.542**	**1.073.088**	**679.123**

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al Corriente			Saldo al No corriente		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Deudores Comerciales, Bruto	14.149.852	14.444.107	12.652.495	186.417	350.980	241.506
Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	1.564.241	1.145.528	761.460	653.125	722.108	437.617
Total	**15.714.093**	**15.589.635**	**13.413.955**	**839.542**	**1.073.088**	**679.123**

Importe en Libros de Deudores Comerciales, Otras cuentas por cobrar Deteriorados	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Deudores Comerciales	730.341	710.465	457.913
Otras Cuentas por Cobrar	102.622	67.423	1
Total	**832.963**	**777.888**	**457.914**

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

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

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Provisión Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Vencidos y No Pagados con Deterioro	Saldo al	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Saldo Inicial	777.888	457.914
Baja de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar deteriorados del ejercicio (castigo)	136.796	0
Aumento o disminución del ejercicio (provisión)	191.871	319.974
Saldo Final	**832.963**	**777.888**

Monto de Cualquier Pérdida por Deterioro Relacionada (Efecto en resultado del periodo de la provisión)	Saldo al	
	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Deudores Comerciales	191.871	252.552
Otras Cuentas por Cobrar	0	67.422
Total	**191.871**	**319.974**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos, pero no deteriorados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar Vencidos	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	7.053.526	6.305.854	9.990.349
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	280.187	2.055.871	162.365
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	450.868	209.890	255.416
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	851.217	744.069	614.931
Total Deudores Comerciales Vencidos	**8.635.798**	**9.315.684**	**11.023.061**

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer y no deteriorados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Con Vencimiento Menor de Tres Meses	6.066.868	5.223.471	1.703.210
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	354.115	327.289	229.478
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	657.312	723.191	458.206
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	839.542	1.073.088	679.123
Total Deudores Comerciales por vencer	**7.917.837**	**7.347.039**	**3.070.017**

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.

El valor libros de deudores comerciales renegociados es el siguiente:

Valor Libros de deudores comerciales renegociados	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Convenios de deudores energéticos	543.721	278.927	163.297
Total Valor Libros de deudores comerciales renegociados	**543.721**	**278.927**	**163.297**

7.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON 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, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 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	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL $	224	105	358	0	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 $	1.456	1.166	2.469	0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL $	0	0	0	0	3.010	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	2.011	34.562	29.909	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	167.701	145.297	38.165	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL $	0	0	0	359	368	336
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	723	521	614	0	0	0
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL $	0	0	0	0	1.839	1.683
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	47.477	40.877	57.176	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	0	21.277	54.942	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	4.116	0	0	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	8.889	0	0	0	0	0
Total							**232.597**	**243.805**	**183.633**	**359**	**5.217**	**2.019**

No existen provisiones de cuentas por cobrar debido a que el plazo máximo de cobro es a 90 días de efectuada la facturación.

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 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	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL $	423.663	547.715	524.477	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	A la vista	Matriz	CL $	0	3.916.598	1.771.030	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL $	0	472.869	454.081	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL $	0	0	0	41.181	49.178	44.983
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	A la vista	Matriz	CL $	0	0	0	0	0	18.387.801
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	93	140	5.830	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Accionista	CL $	694.776	322.669	168.879	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL $	0	140.024	134.461	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	5.428	7.510	5.185	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	0	101.221	97.199	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL $	2.505	1.298	928	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL $	0	171.534	164.719	0	0	0
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	0	8.342	5.246	0	0	0
77.363.350-9	Emel Inversiones Chile Ltda.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL $	0	226.105	217.122	0	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Taíca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL $	24	51	70	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	16.539	22.613	0	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	A la vista	Indirecta	CL $	2.407.553	0	0	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	76.040	25.210	0	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	33.453	24.904	0	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	13.749	0	0	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	86.422	0	0	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	627.032	0	0	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL $	9.171	0	0	0	0	0
Total							**4.396.448**	**5.988.803**	**3.549.227**	**41.181**	**49.178**	**18.432.784**

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Transacciones								
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	Efecto en resultados (Cargo)/Abono
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	1.991.472	(1.991.472)	2.058.650	(2.058.650)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	1.850.433	(162.224)	3.167.123	(276.549)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	4.003.632	(87.034)	18.162.158	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	0	0	2.145.568	(93.113)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	0	0	410.976	(81.367)
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	28.012	(28.012)	67.768	(67.768)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Accionista	Compra de energía y potencia	2.156.072	(2.156.072)	1.661.753	(1.661.753)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Accionista	Servicios prestados	252.745	252.745	185.172	185.172
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	219.353	219.353	214.257	214.257
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	160.405	(160.405)	109.944	(109.944)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	5.200	(50)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	18.807	18.807	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	24.703	24.703	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	862	862	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	144.489	(144.489)	13.828	(13.828)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	155	(155)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	151.316	(151.316)	2.868	(2.868)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	64.325	(426)	21.185	(6.375)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	7.707	(7.707)	5.234	(5.234)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	2.391.848	(15.706)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	2.737	(2.737)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	821.747	(74.960)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	11.554	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	50.941	(50.941)	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 15 de abril de 2009 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2009, los cuales fueron los mismos fijados en el ejercicio 2008:

- **Dietas por sesiones de Directores**

  Los Directores no percibirán dietas por este concepto.

- **Dietas por mes del Comité de Directores**

  Una unidad de fomento mensual bruta para cada miembro del Comité.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial ascienden a M$ 359.861 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, y M$ 192.491 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008.

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 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Mercaderías para la venta	11.838	155.599	156.471
Suministros para la producción	0	25.104	26.997
Trabajos en curso	132.631	111.440	93.221
Provisión de deterioro	10.127	4.610	6.106
Total	**134.342**	**287.533**	**270.583**

El valor razonable menos el Costo de Venta para el rubro es el siguiente**:**

Otra información de inventarios	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Importe de rebajas de importes de los inventarios	10.127	3.573
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios	4.610	5.069
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio	410.991	576.917

El costo de existencias reconocido como gasto incluido en costos de bienes vendidos asciende a M$ 410.991 para el cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2009 (M$ 576.917 al 31 de diciembre de 2008).

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios.

9.- INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACION.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es la siguiente:

9.1.- Detalle de inversiones en asociadas.

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2008 M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos Recibidos M$	Otro Incremento (Decremento) M$	Saldo al 31/12/2009 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,0000%	11,0000%	2.057.251	139.423	0	(108.900)	0	**2.087.774**
Essei S.A.	Chile	CL $	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	0	**0**
				TOTALES	**2.057.251**	**139.423**	**(901)**	**(108.900)**	**0**	**2.087.774**

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2008 M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M$	Dividendos Recibidos M$	Otro Incremento (Decremento) M$	Saldo al 31/12/2008 M$
Transemel S.A.	Chile	CL $	11,0000%	11,0000%	1.989.314	110.564	0	(77.262)	34.635	**2.057.251**
Essei S.A.	Chile	CL $	20,0000%	20,0000%	0	0	(42.564)	0	0	**0**
				TOTALES	**1.989.314**	**110.564**	**(42.564)**	**(77.262)**	**34.635**	**2.057.251**

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.

9.2.- Información financiera resumida de asociadas, totalizada.

Inversiones en Asociadas	31 de diciembre de 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.	11,0000%	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**
	TOTALES	**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**

Inversiones en Asociadas	31 de diciembre de 2008									
	% 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.	11,0000%	1.825.030	25.302.597	27.127.627	1.294.955	7.130.388	8.425.343	3.859.380	2.854.255	**1.005.125**
Essei S.A.	20,0000%	7.416	9.567	16.983	3.712	314.072	317.784	14.735	227.554	**(212.819)**
	TOTALES	**1.832.446**	**25.312.164**	**27.144.610**	**1.298.667**	**7.444.460**	**8.743.127**	**3.874.115**	**3.081.809**	**792.306**

Inversiones en Asociadas	1 de enero de 2008									
	% 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.	11,0000%	1.347.569	25.121.266	26.468.835	1.439.342	6.944.818	8.384.160	0	0	**0**
Essei S.A.	20,0000%	178.803	2.827	181.630	2.829	276.327	279.156	0	0	**0**
	TOTALES	**1.526.372**	**25.124.093**	**26.650.465**	**1.442.171**	**7.221.145**	**8.663.316**	**0**	**0**	**0**

10.- ACTIVOS INTANGIBLES.

Este rubro está compuesto principalmente por Servidumbres y programas informáticos. Su detalle al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Clases de Activos Intangibles, Neto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Programas Informáticos, Neto	2.740	1.692	2.549
Servidumbres, Neto	5.612	5.612	5.612
Activos Intangibles, Neto	**8.352**	**7.304**	**8.161**

Clases de Activos Intangibles, Bruto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Programas Informáticos, Bruto	2.548.968	2.547.201	2.547.201
Servidumbres, Bruto	5.612	5.612	5.612
Activos Intangibles, Bruto	**2.554.580**	**2.552.813**	**2.552.813**

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Amortización Acumulada y Deterioro de Valor, Programas Informáticos	2.546.228	2.545.509	2.544.652
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles, Total	**2.546.228**	**2.545.509**	**2.544.652**

Vida Clases de Activos Intangibles, Neto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Activos Intangibles de Vida Finita, Neto	2.740	1.692	2.549
Activos Intangibles de Vida Indefinida, Neto	5.612	5.612	5.612
Activos Intangibles, Neto	**8.352**	**7.304**	**8.161**

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro intangibles al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y al 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Vidas Útiles Estimadas o Tasas de Amortización Utilizadas	Vida	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida o Tasa para Programas Informáticos	Años	4	4
Vida o Tasa para Servidumbres	Años	5	20

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Movimientos en Activos Intangibles Identificables	2009		
	Programas Informáticos, Neto M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles Identificables, Neto M$
Saldo Inicial al 01/01/09	**1.692**	**5.612**	**7.304**
Adiciones	1.767	0	1.767
Amortización	719	0	719
Cambios, Total	**1.048**	**0**	**1.048**
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2009	**2.740**	**5.612**	**8.352**

Movimientos en Activos Intangibles	2008		
	Programas Informáticos, Neto M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles Identificables, Neto M$
Saldo Inicial al 01/01/08	**2.549**	**5.612**	**8.161**
Amortización	857	0	857
Cambios, Total	**(857)**	**0**	**(857)**
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2008	**1.692**	**5.612**	**7.304**

El detalle del importe de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Detalle de Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos	Importe en Libros de Activo Individual Intangible Significativo M$	Explicación del Periodo de Amortización Restante de Activo Intangible Individual Identificable Significativo
Servidumbres	5.612	**Vida útil indefinida**
Software o programas informáticos	2.740	**Vida útil definida**
Total	**8.352**	

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es de M$ 719 y M$ 857, respectivamente.

Activos intangibles con vida útil indefinida.

Servidumbres

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

La vida útil de todos los activos intangibles indefinidos previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente, de acuerdo con la política contable que se describe en la nota 2.8.

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en los ejercicios 2009 y 2008 fue de 9,5%.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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

11.- PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS.

11.1.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad, planta y equipos son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables y siempre al menos cada tres años. La última reevaluación corresponde a diciembre de 2008.

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 caso que se hubiera reconocido según el modelo del costo, los valores libros de los bienes revaluados serían los siguientes:

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Terrenos	446.493	448.639
Edificios	1.134.205	1.160.702
Planta y equipos	29.674.424	31.030.905
Total	**31.255.122**	**32.640.246**

El detalle de Valor libros del activo fijo no revaluado según el modelo del costo es el siguiente:

Valor de libros del activo fijo no revaluado según el modelo del costo	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Construcciones en curso	1.898.200	1.637.254
Equipamiento de tecnología de la información	39.845	42.287
Instalaciones fijas y accesorios	710.973	514.452
Vehículos de motor	433.716	518.971
Planta y equipos	5.714.873	2.805.807
Total	**8.797.607**	**5.518.771**

11.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Construcciones en curso	1.898.200	1.637.254	1.059.493
Terrenos	1.322.100	1.335.836	448.639
Edificios	1.277.149	1.243.068	1.189.510
Planta y equipos	43.205.791	42.410.938	31.837.214
Subestaciones de poder	10.294.734	10.392.828	8.093.365
Líneas de transporte energía	1.885.560	1.741.382	1.246.276
Subestaciones de distribución	5.308.538	4.952.514	4.882.797
Líneas y redes de media y baja tensión	24.579.538	24.092.359	16.906.941
Medidores	1.137.421	1.231.855	707.835
Equipamiento de tecnología de la información	39.845	42.287	44.677
Instalaciones fijas y accesorios	710.973	514.452	478.926
Equipos de comunicaciones	63.779	63.667	88.645
Herramientas	312.535	248.694	237.638
Muebles y útiles	69.041	76.976	74.704
Instalaciones y accesorios diversos	265.618	125.115	77.939
Vehículos de motor	433.716	518.971	542.944
Otras propiedades, planta y equipos	759.303	411.153	105.818
Total de Propiedades, Planta y Equipos, Neto	**49.647.077**	**48.113.959**	**35.707.221**

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Construcciones en curso	1.898.200	1.637.254	1.059.493
Terrenos	1.322.100	1.335.836	448.639
Edificios	1.737.446	1.683.007	1.600.772
Planta y equipos	55.393.769	53.258.054	41.739.608
Subestaciones de poder	11.216.742	11.030.656	8.656.239
Lineas de transporte energía	3.024.972	2.804.709	2.101.017
Subestaciones de distribución	7.622.472	7.057.249	7.513.771
Líneas y redes de media y baja tensión	31.253.891	30.052.484	21.594.890
Medidores	2.275.692	2.312.956	1.873.691
Equipamiento de tecnología de la información	119.915	98.279	83.436
Instalaciones fijas y accesorios	2.187.283	1.828.009	1.683.327
Equipos de comunicaciones	315.800	301.879	301.878
Herramientas	1.163.237	1.050.737	989.682
Muebles y útiles	249.901	239.990	220.635
Instalaciones y accesorio diversos	458.345	235.403	171.132
Vehículos de motor	1.132.579	1.158.682	1.066.145
Otras propiedades, planta y equipos	759.303	411.153	105.818
Total de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto	**64.550.595**	**61.410.274**	**47.787.238**

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Edificios	460.297	439.939	411.262
Planta y equipos	12.187.978	10.847.116	9.902.394
Subestaciones de poder	922.008	637.828	562.874
Líneas de transporte energía	1.139.412	1.063.327	854.741
Subestaciones de distribución	2.313.934	2.104.735	2.630.974
Líneas y redes de media y baja tensión	6.674.353	5.960.125	4.687.949
Medidores	1.138.271	1.081.101	1.165.856
Equipamiento de tecnología de la información	80.070	55.992	38.759
Instalaciones fijas y accesorios	1.476.310	1.313.557	1.204.401
Equipos de comunicaciones	252.021	238.212	213.233
Herramientas	850.702	802.043	752.044
Muebles y útiles	180.860	163.014	145.931
Instalaciones diversas	192.727	110.288	93.193
Vehículos de motor	698.863	639.711	523.201
Total de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto	**14.903.518**	**13.296.315**	**12.080.017**

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.

11.3.- Vidas útiles.

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

Método Utilizado para la Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo (Años)	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida para edificios	40	60
Vida para planta y equipo	20	45
Vida para equipamiento de tecnologías de la información	3	3
Vida para instalaciones fijas y accesorios	10	25
Vida para vehículos de motor	5	10

11.4.- Otros antecedentes sobre propiedades, plantas y equipos.

Informaciones Adicionales a Revelar sobre Propiedades, Planta y Equipos	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción	3.301.828	3.580.449	0

11.5.- Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos, por clases al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

Movimiento año 2009		Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, 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		(13.736)	(27.575)	(366.473)	(24.481)	0	(3.000)	0	**(435.265)**
	Gasto por Depreciación			(29.763)	(1.553.776)	(24.078)	(110.696)	(123.958)	0	**(1.842.271)**
	Otros Incrementos (Decrementos)	(3.040.882)	0	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**

Movimiento año 2008			Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, 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 2008			1.059.493	448.639	1.189.510	31.837.214	44.677	478.926	542.944	105.818	**35.707.221**
Cambios	Adiciones		3.580.449	0	0	21.994	14.843	152.590	84.628	279.575	**4.134.079**
	Retiros			0	0	(101.161)	0	0	0	0	**(101.161)**
	Gasto por Depreciación			0	(28.677)	(1.436.471)	(17.233)	(117.064)	(108.601)	0	**(1.708.046)**
	Incrementos (Decrementos) por Revaluación y por Pérdidas por Deterioro del Valor (Reversiones) Reconocido en el Patrimonio Neto	Incremento (Decremento) por Revaluación Reconocido en Patrimonio Neto		887.197	82.235	9.112.434	0	0	0	0	**10.081.866**
		Sub total reconocido en patrimonio neto		**887.197**	**82.235**	**9.112.434**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10.081.866**
	Otros Incrementos (Decrementos)		(3.002.688)	0	0	2.976.928	0	0	0	25.760	**0**
	Total Cambios		**577.761**	**887.197**	**53.558**	**10.573.724**	**(2.390)**	**35.526**	**(23.973)**	**305.335**	**12.406.738**
Saldo Final al 31 de diciembre de 2008			**1.637.254**	**1.335.836**	**1.243.068**	**42.410.938**	**42.287**	**514.452**	**518.971**	**411.153**	**48.113.959**

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

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

11.7.- Movimiento de reservas de revaluación.

El movimiento del ejercicio de la reserva de revaluación de este rubro, es el siguiente:

Reserva de revaluación	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Saldo inicial	**9.256.445**	**0**
Reserva revaluación	0	11.280.734
Retiros de activo fijo revaluado	125.051	0
Reciclaje desde Reserva Revaluación a Utilidades Acumuladas	239.792	128.391
Menos: Impuesto diferido	(62.023)	1.895.898
Movimiento del ejercicio	**(302.820)**	**9.256.445**
Saldo final	**8.953.625**	**9.256.445**

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

11.8.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 no han existido proyectos, que de acuerdo con NIC 23, califiquen para capitalización de intereses.

12.- PROPIEDADES DE INVERSION.

12.1.- Composición y movimiento del rubro.

La composición y movimiento del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Saldo Inicial	3.100.561	2.010.068	2.010.068
Ganancias (Pérdidas) por Ajustes del Valor Razonable, Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	0	1.129.204	0
Otro Incremento (decremento), Propiedades de Inversión, Modelo del Valor	(38.712)	(38.711)	0
Cambios en Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable, Total	**(38.712)**	**1.090.493**	**0**
Propiedades de inversión, modelo del valor razonable, Saldo Final	**3.061.849**	**3.100.561**	**2.010.068**

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.

12.2. - Ingresos y gastos de propiedades de inversión:

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Importe de Ingresos por Alquileres de Propiedades de Inversión	192.242	221.355
Importes de Gastos Directos de Operación de las Propiedades de Inversión Generadoras de Ingresos de Alquileres	38.172	38.711

13.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

13.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Activos por impuestos diferidos	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	662.516	641.635	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	0	586	529
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos)	106.457	78.387	657.491
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	542.662	458.475	350.290
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	54.444	57.102	37.780
Activos por impuestos diferidos	**1.366.079**	**1.236.185**	**1.046.090**

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	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	12.840	0	0
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Planta y Equipo	1.823.004	1.884.305	0
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Créditos Fiscales	23.961	16.512	11.791
Pasivos por impuestos diferidos	**1.859.805**	**1.900.817**	**11.791**

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

Los movimientos de los impuestos diferidos del estado de situación financiera son los siguientes:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Activos por impuestos diferidos, Saldo inicial	**650.214**	**1.046.090**
Incremento (Decremento) en Activos Impuestos Diferidos	53.349	(395.876)
Cambios en activos por impuestos diferidos, Total	**53.349**	**(395.876)**
Activos por impuestos diferidos, Saldo final	**703.563**	**650.214**

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo inicial	**1.314.846**	**11.791**
Incremento (Decremento) en Pasivo por Impuestos Diferidos	(117.557)	1.303.055
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, Total	**(117.557)**	**1.303.055**
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo final	**1.197.289**	**1.314.846**

13.3.- 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$
Al 31-12-09			
- Activos por impuestos diferidos	703.563	(703.563)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	1.197.289	(703.563)	493.726
Total pasivo neto	**(493.726)**	**0**	**(493.726)**
Al 31-12-08			
- Activos por impuestos diferidos	650.214	(650.214)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.314.846)	(650.214)	664.632
Total pasivo neto	**(664.632)**	**0**	**(664.632)**
Al 01-01-08			
- Activos por impuestos diferidos	1.046.090	(11.791)	1.034.299
- Pasivos por impuestos diferidos	(11.791)	(11.791)	0
Total pasivo neto	**1.034.299**	**0**	**1.034.299**

14.- PRESTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES.

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2009:

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente		No Corriente		
							Vencimiento hasta 1 mes M$	Total Corriente al 31-12-2009 M$	Vencimiento 1 hasta 2 años M$	Vencimiento más de 2 hasta 3 años M$	Total no Corriente al 31-12-2009 M$
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	76.589	76.589	7.499.192	0	7.499.192
Chile	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,67%	6,05%	Sin Garantía	6.640.842	6.640.842	0	0	0
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	53.957	53.957	5.388.327	0	5.388.327
						Total	**6.771.388**	**6.771.388**	**12.887.519**	**0**	**12.887.519**

Al 31 de diciembre de 2008:

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente		No Corriente		
							Vencimiento hasta 1 mes M$	Total Corriente al 31-12-2008 M$	Vencimiento 1 hasta 2 años M$	Vencimiento más de 2 hasta 3 años M$	Total no Corriente al 31-12-2008 M$
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	6,59%	2,42%	Sin Garantía	82.545	82.545	0	7.649.852	7.649.852
Chile	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	6,84%	3,54%	Sin Garantía	103.743	103.743	5.496.516	0	5.496.516
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	6,43%	2,47%	Sin Garantía	59.355	59.355	0	6.582.599	6.582.599
						Total	**245.643**	**245.643**	**5.496.516**	**14.232.451**	**19.728.967**

Al 1 de enero de 2008 este rubro no tenía saldo.

15.- ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Acreedores y Otras Cuentas Por Pagar	Saldos al					
	Corriente			No Corriente		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Proveedores de energía	5.954.601	5.791.607	4.012.539	0	0	0
Retenciones	956.692	966.891	793.434	0	0	0
Otras Cuentas Por Pagar	1.259.787	1.986.150	2.567.658	328.912	333.916	9.005
Total	**8.171.080**	**8.744.648**	**7.373.631**	**328.912**	**333.916**	**9.005**

16.- PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

16.1.- Provisiones.

Clase de provisiones	Saldos al					
	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Provisión de reclamaciones legales	676.863	531.459	47.879	0	0	0
Responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	0	0	0	0	60.160	19.506
Total	**676.863**	**531.459**	**47.879**	**0**	**60.160**	**19.506**

16.2.- Movimiento de las provisiones corrientes y no corrientes.

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales M$	por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M$	Total M$
Saldo inicial 01/01/09	531.459	60.160	591.619
Movimientos en provisiones			
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)
Cambios en provisiones, total	**145.404**	**(60.160)**	**85.244**
Provisión total, saldo final 31/12/09	**676.863**	**0**	**676.863**

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales M$	por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M$	Total M$
Saldo inicial 01/01/08	47.879	19.506	67.385
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	516.502	0	516.502
Incremento (decremento) en provisiones existentes	0	40.654	40.654
Provisión utilizada	(31.092)	0	(31.092)
Reversión de provisión no utilizada	(1.830)	0	(1.830)
Cambios en provisiones, total	**483.580**	**40.654**	**524.234**
Provisión total, saldo final 31/12/08	**531.459**	**60.160**	**591.619**

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. 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.

17.- PASIVOS ACUMULADOS (DEVENGADOS).

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Pasivos acumulados (devengados)	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Vacaciones del personal	200.935	178.579	157.004
Bonificaciones de feriados	107.469	95.085	81.875
Participación sobre resultados	423.579	444.777	343.949
Otros	123.055	126.052	2.499
Total pasivos acumulados (devengados)	**855.038**	**844.493**	**585.327**

18.- OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

18.1.- Detalle del rubro.

Obligaciones post empleo y otros beneficios	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Provisión Indemnización años de servicio	1.958.823	1.725.201	1.551.854
Total Obligaciones por beneficios Post Empleo Corriente y No Corriente	**1.958.823**	**1.725.201**	**1.551.854**

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo inicial	**1.721.167**	**1.551.854**
Costo del Servicio Corriente Obligación Plan de Beneficios Definidos	125.500	102.021
Costo por Intereses por Obligación de Plan de Beneficios Definidos	123.533	101.965
Ganancias Pérdidas Actuariales Obligación Planes de Beneficios Definidos	(246.147)	(4.034)
Liquidaciones Obligación Plan de Beneficios Definidos	(15.411)	(30.639)
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo final	**1.708.642**	**1.721.167**

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo final	**1.708.642**	**1.721.167**
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos	1.708.642	1.721.167
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas	250.181	4.034
Balance plan de beneficios definidos, Saldo final	**1.958.823**	**1.725.201**

18.3.- Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales.

Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	Indemnización por años de servicios		Línea del Estado de Resultados en la que se ha reconocido
	01-01-09 al 31-12-2009 M$	01-01-08 al 31-12-2008 M$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	125.500	102.021	Costo de Ventas-Gastos de Administración
Costo por intereses plan de beneficios definidos	123.533	101.965	Costos Financieros [de Actividades No Financieras]
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**249.033**	**203.986**	

18.4.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Tasa de descuento utilizada	3,60%	3,20%	3,25%
Tasa de inflación	3,00%	4,00%	3,50%
Aumento futuros de salarios	2,00%	3,50%	3,50%
Tabla de mortalidad	B-2006		
Tabla de invalidez	PDT 1985-Cat.I		
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.

18.5.- Sensibilización de las obligaciones post-empleo no corrientes.

Incremento Salarial.

A los fines de evaluar el impacto de la hipótesis de incremento salarial anual por carrera, se procedió a recalcular el DBO (Obligación Beneficios Definidos) al 31 de diciembre de 2009 considerando dos escenarios adicionales: una tasa real de incremento salarial anual del 2,5% y del 1,5%.

A continuación se exponen los resultados obtenidos:

DBO al 31-12-2009	Tasa Real de Incremento Salarial Anual		
	1,50%	2,00%	2,50%
	M$	M$	M$
Indemnización por Años de Servicios	1.598.857	1.701.147	1.812.200
Total	**1.598.857**	**1.701.147**	**1.812.200**

19.- INGRESOS DIFERIDOS.

19.1.- Detalle del rubro.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es el siguiente:

Detalle de Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Ingresos diferidos por obras de terceros	544.544	649.297	1.368.686
Ingresos deferidos por apoyos en postación	0	3.516	5.122
Otros	9.765	48.822	171.311
Total ingresos diferidos corrientes y no corrientes	**554.309**	**701.635**	**1.545.119**

19.2.- Movimiento del rubro.

El movimiento de este rubro por el ejercicio al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	**701.635**	**1.545.119**
Adiciones	3.878.611	7.494.513
Imputación a resultados	4.025.937	8.337.997
Saldo final ingresos diferidos corrientes y no corrientes	**554.309**	**701.635**

20.- PATRIMONIO NETO.

20.1.- 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 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M$ 16.910.462.

20.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2009 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 ejercicios presentados.

20.3.- Política dividendo.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2008, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 75% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2008.

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 2009.

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

20.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2008, se aprobó el pago de un dividendo definitivo Nº 75 de $ 6,942783 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2007 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 322 de fecha 28 mayo de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 76 de $ 8,058960 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 26 de junio de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 326 de fecha 27 de agosto de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 77 de $ 6,109000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2008.

El Directorio en Sesión Ordinaria Nº 330 de fecha 26 de noviembre de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio Nº 78 de $ 9,198000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2008.

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.

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.

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.

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.

El detalle de los dividendos pagados es el siguiente al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de pago	Pesos por acción	M$ dividendo	Imputación año
75	Definitivo	28-04-2008	6,942783	1.255.290	2007
76	Provisorio	26-06-2008	8,058960	1.457.100	2008
77	Provisorio	30-09-2008	6,109000	1.104.538	2008
78	Provisorio	23-12-2008	9,198000	1.663.044	2008
79	Definitivo	28-04-2009	7,230048	1.307.229	2008
80	Provisorio	24-06-2009	5,700000	1.030.588	2009
81	Provisorio	29-09-2009	7,000000	1.265.635	2009
82	Provisorio	23-12-2009	3,900000	705.140	2009

20.5.- Otras reservas.

El detalle de las otras reservas al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 es el siguiente:

Estado de cambios en el patrimonio neto		Cambios en Otras Reservas			Cambios en Otras Reservas Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total
		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
		M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial Período Actual 01/01/2009		0	9.256.445	(1.370.701)	**7.885.744**
Saldo Inicial Reexpresado		**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**7.885.744**
Cambios (Presentación)					
	Transferencias a (desde) Resultados Retenidos	1.414.700			**1.414.700**
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	(302.820)	62.261	**(240.559)**
	Cambios en Patrimonio	**1.414.700**	**(302.820)**	**62.261**	**1.174.141**
Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009		**1.414.700**	**8.953.625**	**(1.308.440)**	**9.059.885**

Estado de cambios en el patrimonio neto		Cambios en Otras Reservas			Cambios en Otras Reservas Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total
		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
		M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial Período Actual 01/01/2008		0	0	0	**0**
Saldo Inicial Reexpresado		**0**	**0**	**0**	**0**
Cambios (Presentación)					
	Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		9.363.009	0	**9.363.009**
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	(106.564)	(1.370.701)	**(1.477.265)**
	Cambios en Patrimonio	**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**7.885.744**
Saldo Final Periodo Anterior 31/12/2008		**0**	**9.256.445**	**(1.370.701)**	**7.885.744**

20.5.1.- Reservas para dividendos propuestos.

Corresponde al fondo para dividendos eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Juntas de Accionistas.

20.5.2.- Reservas por 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.

20.5.3.- Otras reservas varias.

Corresponde a 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.

De acuerdo con la NIC Nº 16, también se ha transferido desde Reservas por Revaluación incluidas bajo el rubro "Cambios en Otras Reservas" a Utilidades Acumuladas del rubro "Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)" del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto la diferencia entre la depreciación calculada sobre el valor revaluado del activo y la calculada sobre su costo original.

21- INGRESOS

21.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Ingresos Ordinarios	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ventas	**83.408.741**	**61.759.691**
Venta de energía	82.870.866	60.862.632
Venta de mercaderías, materiales y equipos	537.875	897.059
Prestaciones de servicios	**7.711.750**	**9.173.051**
Peajes y transmisión	2.434.231	3.777.817
Arriendo de equipos de medida	421.140	390.815
Servicios de Mantenimiento de equipos a clientes	296.639	253.672
Apoyos en postación	535.790	529.430
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas	3.495.072	3.726.396
Otras prestaciones	528.878	494.921
Total ingresos ordinarios	**91.120.491**	**70.932.742**

1.2.- Otros ingresos de operación.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Otros ingresos de operación	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Arriendo de oficinas	192.242	221.355
Ingresos financieros	1.276.284	927.568
Total Otros ingresos de operación	**1.468.526**	**1.148.923**

22.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

22.1.- Gastos por naturaleza.

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración de la Sociedad para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Gastos por naturaleza	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Compra de energía	71.059.006	49.817.839
Gastos de personal	3.417.714	3.114.197
Gastos de Operación y Mantenimiento	3.926.445	4.148.648
Gastos de administración	4.106.630	3.942.691
Depreciación	1.842.271	1.708.046
Amortización	719	857
Total	**84.352.785**	**62.732.278**

22.2.- Gastos de personal.

El siguiente es el detalle de los gastos de personal para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Gastos de Personal	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Sueldos y Salarios	2.227.839	1.966.361
Beneficios a Corto Plazo a los Empleados	559.093	559.423
Gasto por Obligación por Beneficios Post Empleo	125.500	102.021
Otros Gastos de Personal	505.282	486.392
Total Gastos de Personal	**3.417.714**	**3.114.197**

22.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Detalle	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Depreciación	1.842.271	1.708.046
Amortización	719	857
Total	**1.842.990**	**1.708.903**

22.4.- Resultados financieros.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Resultado Financiero	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales	1.232.545	855.594
Otros ingresos financieros	43.739	71.974
Total Ingresos financieros	**1.276.284**	**927.568**
Gastos por préstamos bancarios	1.026.974	648.461
Otros gastos	241.479	323.351
Total Gastos financieros	**1.268.453**	**971.812**
Resultados por unidades de reajuste	**478.617**	**(1.626.215)**
Total Resultado Financiero	**486.448**	**(1.670.459)**

23.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

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

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias asciende a M$ 1.153.284 en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (M$ 827.121 para el 2008), según el siguiente detalle:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida (Presentación)	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Gasto por Impuestos Corrientes	1.334.819	1.031.030
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	23.961	24.474
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(4.732)	12.859
Otro Gasto por Impuesto Corriente	18.064	14.657
Gasto por impuestos corrientes a las ganancias, Neto, Total	**1.324.190**	**1.034.072**
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(179.002)	(217.125)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	8.096	10.174
Gasto por Impuestos Diferidos a las ganancias, Neto, Total	**(170.906)**	**(206.951)**
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	**1.153.284**	**827.121**

23.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto a las ganancias.

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	1.324.190	1.034.072
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	**1.324.190**	**1.034.072**
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	(170.906)	(206.951)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	**(170.906)**	**(206.951)**
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	**1.153.284**	**827.121**

23.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**1.254.693**	**1.152.806**
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	23.548	7.399
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(58.514)	52.472
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el Estado de Resultados	23.961	24.474
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	3.363	23.033
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	1.251	(369.317)
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	**(101.409)**	**(325.685)**
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	**1.153.284**	**827.121**

23.4.- Cuentas por cobrar por impuestos corrientes.

Corresponde a los remanentes por pagos provisionales mensuales acumulados con Tesorería General de la República por M$ 287.107 al 31 de diciembre de 2009, por M$ 1.130.585 al 31 de diciembre de 2008 e impuesto por pagar de M$ 163.183 al 1 de enero de 2008.

24.- UTILIDAD 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	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	6.227.260	5.954.090
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	**6.227.260**	**5.954.090**
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	180.804.998	180.804.998
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción ($ por acción)	**34,44**	**32,93**

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

25.- INFORMACION POR SEGMENTO.

25.1.- Criterios de segmentación.

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

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

La información por segmentos que se entrega al Comité Ejecutivo Estratégico de los segmentos reportables al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, y por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es la siguiente:

25.2.- Estado de Situación Patrimonial.

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		Transmisión		Totales	
ACTIVOS	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.115.538	859.281	0	0	1.115.538	859.281
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	14.881.130	14.811.747	0	0	14.881.130	14.811.747
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	232.597	243.805	0	0	232.597	243.805
Inventarios	134.342	287.533	0	0	134.342	287.533
Pagos Anticipados	7.740	1.927	0	0	7.740	1.927
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	287.107	1.130.585	0	0	287.107	1.130.585
Otros Activos	19.147	12.867	0	0	19.147	12.867
Activos Corrientes en Operación, Corriente	**16.677.601**	**17.347.745**	**0**	**0**	**16.677.601**	**17.347.745**
ACTIVOS CORRIENTES	**16.677.601**	**17.347.745**	**0**	**0**	**16.677.601**	**17.347.745**
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	839.542	1.073.088	0	0	839.542	1.073.088
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	359	5.217	0	0	359	5.217
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	2.087.774	2.057.251	0	0	2.087.774	2.057.251
Activos Intangibles, Neto	8.352	7.304	0	0	8.352	7.304
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	36.848.880	35.361.849	12.798.197	12.752.110	49.647.077	48.113.959
Propiedades de Inversión	3.061.849	3.100.561	0	0	3.061.849	3.100.561
Otros Activos	1.411	1.411	0	0	1.411	1.411
ACTIVOS NO CORRIENTES	**42.848.167**	**41.606.681**	**12.798.197**	**12.752.110**	**55.646.364**	**54.358.791**
TOTAL ACTIVOS	**59.525.768**	**58.954.426**	**12.798.197**	**12.752.110**	**72.323.965**	**71.706.536**

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		Transmisión		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Préstamos que Devengan Intereses	6.771.388	245.643	0	0	6.771.388	245.643
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	8.171.080	8.744.648	0	0	8.171.080	8.744.648
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	4.396.448	5.988.803	0	0	4.396.448	5.988.803
Provisiones	676.863	531.459	0	0	676.863	531.459
Otros Pasivos	117.148	304.430	0	0	117.148	304.430
Ingresos Diferidos	554.309	701.635	0	0	554.309	701.635
Pasivos Acumulados (o Devengados), Total	855.038	844.493	0	0	855.038	844.493
Pasivos Corrientes en Operación	**21.542.274**	**17.361.111**	**0**	**0**	**21.542.274**	**17.361.111**
PASIVOS CORRIENTES	**21.542.274**	**17.361.111**	**0**	**0**	**21.542.274**	**17.361.111**
Préstamos que Devengan Intereses	12.887.519	19.728.967	0	0	12.887.519	19.728.967
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	328.912	333.916	0	0	328.912	333.916
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	41.181	49.178	0	0	41.181	49.178
Provisiones	0	60.160	0	0	0	60.160
Pasivos por Impuestos Diferidos	493.726	664.632	0	0	493.726	664.632
Obligación por Beneficios Post Empleo	1.958.823	1.725.201	0	0	1.958.823	1.725.201
PASIVOS NO CORRIENTES	**15.710.161**	**22.562.054**	**0**	**0**	**15.710.161**	**22.562.054**
Capital Emitido	10.125.654	10.125.654	6.784.808	6.784.808	16.910.462	16.910.462
Otras Reservas	5.769.907	4.721.829	3.289.978	3.163.915	9.059.885	7.885.744
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	6.377.772	4.183.778	2.723.411	2.803.387	9.101.183	6.987.165
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	**22.273.333**	**19.031.261**	**12.798.197**	**12.752.110**	**35.071.530**	**31.783.371**
PATRIMONIO NETO	**22.273.333**	**19.031.261**	**12.798.197**	**12.752.110**	**35.071.530**	**31.783.371**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**59.525.768**	**58.954.426**	**12.798.197**	**12.752.110**	**72.323.965**	**71.706.536**

25.3.- Estado de resultados integrales.

LINEA DE NEGOCIO	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		Transmisión		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ingresos Ordinarios, Total	77.615.175	57.691.780	11.071.085	9.463.145	2.434.231	3.777.817	91.120.491	70.932.742
Costo de Ventas	69.605.605	49.850.274	9.529.574	8.047.104	46.208	133.597	79.181.387	58.030.975
Margen bruto	8.009.570	7.841.506	1.541.511	1.416.041	2.388.023	3.644.220	11.939.104	12.901.767
Otros Ingresos de Operación, Total	1.468.526	1.148.923	0	0	0	0	1.468.526	1.148.923
Gastos de Administración	5.171.398	4.701.303	0	0	0	0	5.171.398	4.701.303
Costos Financieros	1.268.453	971.812	0	0	0	0	1.268.453	971.812
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	138.522	68.000	0	0	0	0	138.522	68.000
Resultados por Unidades de Reajuste	478.617	(1.626.215)	0	0	0	0	478.617	(1.626.215)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	(384.563)	(325.138)	0	0	0	0	(384.563)	(325.138)
Otras Ganancias (Pérdidas)	180.189	286.989	0	0	0	0	180.189	286.989
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	3.451.010	1.720.950	1.541.511	1.416.041	2.388.023	3.644.220	7.380.544	6.781.211
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	1.153.284	827.121	0	0	0	0	1.153.284	827.121
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto	2.297.726	893.829	1.541.511	1.416.041	2.388.023	3.644.220	6.227.260	5.954.090
Ganancia (Pérdida)	2.297.726	893.829	1.541.511	1.416.041	2.388.023	3.644.220	6.227.260	5.954.090

Conceptos	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		Transmisión		Totales	
	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$	01-01-2009 al 31-12-2009 M$	01-01-2008 al 31-12-2008 M$
Ingresos por Intereses Segmento	1.276.284	927.568	0	0	0	0	1.276.284	927.568
Depreciación por Segmento	1.461.397	1.441.722	0	0	380.874	266.324	1.842.271	1.708.046
Amortización por Segmento	719	857	0	0	0	0	719	857
EBITDA	6.181.579	4.135.341	1.541.511	1.416.041	2.768.897	3.910.544	10.491.987	9.461.926

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.

Subtransmisión: El principal ingreso proviene de la prestación de servicios de subtransmisión y transformación de electricidad.

26.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

26.1.- Juicios y otras acciones legales.

1.- Nombre Juicio: "Diagnósticos Médicos con ELECDA S.A."
Fecha: 14 de mayo de 2007.
Tribunal: 3º Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº: 3891-2007.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos, como consecuencia de cortes de energía eléctrica.
Cuantía: M$ 36.208.
Estado del Juicio: Período de prueba, sin embargo, la causa no tiene movimiento y actualmente se decretó el abandono del procedimiento.

2.- Nombre Juicio: " Centro de Diagnóstico Imágenes Blanco Limitada con ELECDA S.A."
Fecha: 01 de noviembre de 2008.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº: 5083-2008.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación de voltaje.
Cuantía: M$ 127.802.
Estado del Juicio: Etapa de prueba.

3.- Nombre Juicio: " Fisco con ELECDA S.A. "
Fecha: 20 de agosto de 2008.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº: 3642-2008
Materia: Traslado de instalaciones eléctricas cuya restitución de financiamiento alega el Fisco.
Cuantía: M$ 516.502.
Estado del Juicio: Sentencia de segunda instancia acogió la demanda y condenó a Elecda S.A. al pago de M$ 516.502. Presentado recurso de casación en el fondo.

4.- Nombre Juicio: " Olivera con ELECDA S.A."
Fecha: 9 de marzo de 2009.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº: 3147-2008.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios extracontractuales, reclamados por familia de bombero fallecido en accidente.
Cuantía: M$ 150.000.
Estado del Juicio: Se acoge excepción dilatoria y el tribunal ordena notificar la demanda en Santiago.

5.- Nombre Juicio: " Valencia EIRL con ELECDA S.A."
Fecha: 23 de marzo de 2009.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº: 938-2009

Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por daños a equipos médicos como consecuencia de variación de voltaje.
Cuantía: M$ 647.107.
Estado del Juicio: Etapa de prueba.

6.- Nombre Juicio: " Grenett con ELECDA S.A."
Fecha: 30 de abril de 2009.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de Calama.
Rol Nº: 98.958.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por infracción a la ley del consumidor, por corte de suministro.
Cuantía: M$ 35.000.
Estado del Juicio: En primera instancia se condenó a Elecda S.A. a pagar la suma de M$ 10.000. Dicha sentencia fue apelada por ambas partes.

7.- Nombre del juicio: "Salinas Muñoz con ELECDA S.A."
Fecha: 25 de junio de 2009.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Antofagasta.
Materia: Demanda laboral por despido injustificado. Rit: 0-64-2009
Cuantía: indeterminada.
Estado: El tribunal rechazó la demanda, sin embargo, quedan recursos de nulidad y unificación de jurisprudencia pendientes.

8.- Nombre del juicio: "Rivera con ELECDA S.A.".
Fecha: 16 de octubre de 2009.
Tribunal: 3ºJuzgado Civil de Antofagasta.
Rol Nº 4.790-2009.
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.
Estado: Excepciones dilatorias.

9.- Nombre del juicio: "Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari S.A., Elecda S.A. y Eliqsa S.A.".
Fecha: 3 de noviembre de 2009.
Tribunal: 18º Juzgado Civil de Santiago
Cuantía: Indeterminada.
Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Estado juicio: Excepciones dilatorias.

10.- 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.

26.2 - Sanciones administrativas.

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

26.3 - Restricciones.

No existen otras restricciones que informar.

27.- 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.

28.- DISTRIBUCION DE PERSONAL

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008.

Ciudad	31-12-2009				Promedio del periodo
	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**

Ciudad	31-12-2008				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Antofagasta	3	93	0	96	93
Calama	1	24	0	25	24
Tocopilla	0	10	0	10	9
Mejillones	0	4	0	4	4
Tal-Tal	0	4	0	4	4
Total	**4**	**135**	**0**	**139**	**134**

29.- 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 31 de diciembre de 2009 y 2008 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

30.- HECHOS POSTERIORES

30.1.- Con fecha 27 de enero de 2010, se informó a la SVS el siguiente hecho esencial:

En Sesión Ordinaria de Directorio Nº 346, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley N° 18.046, modificada por la Ley Nº 20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas.

La mencionada política para EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A., incluye todas las operaciones ordinarias en consideración al giro social, que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, las que se pasan a detallar:

1.- Prestación de servicios de administración de procesos tarifarios relativos al valor nuevo de reemplazo, costos e ingresos de explotación, procesos de fijación de valor agregado de distribución y de tarifas de servicios, de determinación de tarifas de suministro aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios y de tarifas reguladas de peajes de distribución y

de precios de servicios no consistentes en energía eléctrica asociados al suministro de energía.

2.- Prestación de servicios de administración centralizada de compra de energía y potencia, incluyendo la administración de los contratos de peajes de instalaciones de transmisión y la gestión integral de licitaciones para clientes regulados, así como la posterior administración de los contratos de abastecimiento para clientes regulados y libres, vigentes y nuevos.

3.- Prestación de Servicios de análisis y elaboración de presupuestos de margen de compraventa de energía y potencia.

4.- Prestación de servicios de administración de solicitudes de ampliación de la zona de concesión de distribución y supervisión de su correcta explotación.

5.- Prestación de servicios de asesoría en la administración de contratos con clientes libres, en la negociación y preparación de ofertas para nuevos contratos de suministro para clientes libres y en el cálculo mensual del margen de los mismos contratos.

6.- Prestación de servicios relacionados con planificación y desarrollo de redes, automatización del sistema de distribución, calidad de servicio, planes de mantenimiento y despacho.

7.- Prestación de servicios relacionados con administración de cobranzas, gestión de pérdidas no técnicas, encuestas, imagen, servicios complementarios y obras a terceros.

8.- Prestación de servicios relacionados con elaboración, control y seguimiento del presupuesto anual y proyecciones de largo plazo y estudios y evaluaciones de proyectos.

9.- Prestación de servicios relacionados con la gestión de personas, gestión de cargos, evaluación de desempeño, sistema de salud, capacitación, reclutamiento y selección, desarrollo de personal, presupuesto, clima interno e higiene y seguridad.

10.- Asesoría y gestión en licitaciones o contratación directa de servicios prestados por contratistas, en la administración de tales contratos y en la evaluación, fiscalización y control de contratistas, especialmente en el cumplimiento de la normativa relativa a la subcontratación.

11.- Prestación de servicios relacionados con comunicaciones internas, externas, administración de grupos de interés, comunicaciones en emergencias y asesorías a ejecutivos.

12.- Prestación de servicios de facturación, reparto de estado de cuentas, cobro y recaudación de precios o cuotas correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.

13.- Prestación de servicios de publicidad y promoción a través del documento de cobro del servicio eléctrico, correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.

14.- Prestación de servicios de operación técnica de estaciones transformadoras y líneas, y de planimetría.

15.- Prestación de servicios de instalación, verificación y certificación de medidores, de elaboración de proyectos eléctricos, de construcción y mantenimiento de redes de baja y media tensión energizadas, de atención de emergencias y reclamos en redes eléctricas de distribución, de medición y registro de variables eléctricas, de generación móvil en redes de distribución, supervisión y control de apoyos de telecomunicaciones en postes, de construcción, administración e inspección técnica de obras, de administración de sistemas de telemetría (SAT).

16.- Prestación de servicios de asesoramiento en diseño y uso de espacios en oficinas.

17.- Prestación de servicios de mantenimiento de equipos eléctricos, de sistemas de telemetría y telecontrol (Scada).

18.- Prestación de servicios de inspección termográfica, revisión y diagnóstico de transformadores.

19.- Compra y venta de energía y potencia eléctrica.

20.- Compra y venta de transformadores de distribución, transformadores especiales y de potencia y la prestación de servicios asociados a estos equipos, tales como análisis de aceite, reparaciones y montajes.

21.- Asesoría y gestión contable y tributaria.

22.- Asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgos y seguros.

23-. Prestación de servicios de logística, de gestión comercial de compra y venta de materiales y equipos, de control de existencias, importaciones, de transporte y de operaciones de almacenes, de gestión de contratación de seguros.

24.- Contratos de arrendamiento o leasing operacional de oficinas, equipos, bienes muebles y vehículos.

25.- Prestación de servicios de mantenimiento y administración de sistemas de comunicación telefónica.

26.- Contratos de prestación de servicios por recaudación y facturación, de administración, de asesoría y gestión financiera, de tesorería, contraloría, de auditoría interna, de procesos y soluciones de negocios, de contabilidad, asesoría tributaria, de asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgo y seguros, de administración de registros de accionistas y de servicios legales.

27.- Operaciones financieras referidas a contratos de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros.

28.- Prestación de servicios de soporte y desarrollo informático, de ingeniería en informática y comunicaciones, de uso y mantención del sistema informático, de registro de asistencia y asistencia móvil, de sistemas de voz y datos, de contact center, de administración de datos y de soporte de planificación estratégica.

29.- Contratos de provisión de equipos de microinformática y respuesta (Help Desk), provisión de equipos de telecomunicaciones, gestión de enlaces, almacenamiento de información y su puesta a disposición permanente en las aplicaciones que utilicen los usuarios (Datacenter).

30.- Operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija o variable, compra y venta de divisas, derivados financieros, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, coberturas de tasa, opciones y futuros; otorgamiento de aval, fianza y codeuda solidaria y garantías en general, y en general operaciones en cuentas corrientes de la Sociedad.

31.- Contratos remunerados de afianzamiento simple o solidario, codeuda solidaria y otras garantías personales.

32.- Asesoría en la implementación del modelo de control de gestión Balanced Scorecard.

33.- Prestación de servicios de administración y gestión del plan de negocio de productos y servicios no regulados.

30.2.- Con fecha 1 de marzo de 2010, la SVS envió circular Nº 574, en consideración al terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional el pasado 27 de febrero y con el propósito de mantener informado al mercado. En relación a lo anterior, Elecda S.A. precisa:

- En relación a la continuidad de las operaciones, informamos que todas las actividades se encuentran operativas en su totalidad.

- En relación al deterioro de las instalaciones, planta u otros bienes, activos físicos, informamos que no presentamos incidentes que afecten el normal desenvolvimiento de nuestra empresa.

30.3. Entre el 31 de diciembre de 2009, fecha de cierre de estos estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

31.- TRANSICION A LAS NIIF.

31.1. Bases de la transición a las NIIF.

31.1.1.- Aplicación de NIIF 1.

La Sociedad ha aplicado NIIF 1 al preparar sus estados financieros.

La fecha de transición de la Sociedad es el 1 de enero de 2008. La Sociedad ha preparado su Estado de Situación Financiera de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción de Elecda S.A. a las NIIF es el 1 de enero de 2009.

De acuerdo a NIIF 1 para elaborar los estados financieros antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

31.2 Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por la Sociedad.

31.2.1.- Combinaciones de negocio.

La sociedad ha aplicado la exención recogida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocio. Por lo tanto, no ha reexpresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición.

31.2.2.- Valor razonable o revalorización como costo atribuible.

Elecda S.A. ha elegido medir los ítems de propiedades, planta y equipo a la fecha de transición a su costo depreciado, revaluado de acuerdo a los PCGA previos (Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Chile). A partir de ese momento, la Sociedad adopta la política descrita en Nota N° 2.5, retasando los ítems relevantes de sus propiedades, plantas y equipos, mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

31.2.3.- Beneficios al personal.

La Sociedad ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas al 1 de enero de 2008, contra los resultados acumulados.

31.2.4.- Reserva de conversión.

Esta exención no es aplicable.

31.2.5.- Instrumentos financieros compuestos.

Esta exención no es aplicable.

31.2.6.- Fecha de transición de subsidiarias, asociadas y entidades controladas conjuntamente, filiales y coligadas con distinta fecha de transición.

Esta exención no es aplicable.

31.2.7.- Reexpresión de comparativos respecto de NIC 32 y NIC 39.

Esta exención no es aplicable.

31.2.8.- Pagos basados en acciones.

Esta exención no es aplicable.

31.2.9.- Contratos de seguros

Esta exención no es aplicable.

31.2.10.-Pasivos por restauración o por desmantelamiento.

La Sociedad no ha detectado al 1 de enero de 2008, ningún activo u operación por el que pudiera incurrir en costos por desmantelamiento o similares, por lo cual no se aplica esta exención.

31.2.11.-Valorización inicial de activos y pasivos financieros por su valor razonable.

La Sociedad no ha aplicado la exención contemplada en la NIC 39 revisada, respecto del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados de instrumentos financieros para los que no existe un mercado activo. Por lo tanto esta exención no es aplicable.

31.2.12.-Concesiones de servicios.

Esta exención no es aplicable.

31.2.13.-Información comparativa para negocios de exploración y evaluación de recursos minerales.

Esta exención no es aplicable.

31.2.14.- Arrendamientos.

La Sociedad ha decidido utilizar la exención provista en la NIIF 1 y por lo tanto ha considerado los hechos y circunstancias evidentes a la fecha de transición a los efectos de determinar la existencia de arriendos implícitos en sus contratos y acuerdos.

31.3.- Conciliación del patrimonio neto a la fecha de transición.

A continuación se presenta la conciliación del Patrimonio Neto a la fecha de Transición, entre los PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Elecda S.A.	VP	Total
	M$	M$	M$
Patrimonio Neto al 01/01/2008, PCGA chilenos	**24.694.784**	**0**	**24.694.784**
Deterioro cuentas por cobrar	(108.578)	0	(108.578)
Provisión avance técnico	1.336	0	1.336
Gastos diferidos	(427.145)	0	(427.145)
Existencias valorización y otros	(4.077)	0	(4.077)
Existencias deterioro	(93.676)	0	(93.676)
Revaluaciones del activo fijo	0	0	0
Intangibles	826	60.889	61.715
Provisión valor actuarial	(1.140.391)	0	(1.140.391)
Provisiones	(38.636)	0	(38.636)
Impuestos diferidos	307.758	385	308.143
Otros ajustes IFRS	(1.255.291)	0	(1.255.291)
Efecto de la transición a las NIIF	**(2.757.874)**	**61.274**	**(2.696.600)**
Patrimonio Neto al 01/01/2008, NIIF	**21.936.910**	**61.274**	**21.998.184**

31.4.- Conciliación del patrimonio neto, resultados y estado de flujos de efectivo de los últimos estados financieros anuales.

A continuación se presenta la conciliación del Patrimonio Neto, Resultados y Estado de Flujos de Efectivo a la fecha de los últimos estados financieros anuales preparados bajo PCGA chilenos y NIIF:

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Elecda S.A.	VP	Total
	M$	M$	M$
Patrimonio Neto al 31/12/2008, PCGA chilenos	**28.270.134**	**0**	**28.270.134**
Deterioro cuentas por cobrar	(202.561)	0	(202.561)
Provisión avance técnico	5.351	0	5.351
Gastos diferidos	(6.141)	0	(6.141)
Existencias valorización y otros	(2.670)	0	(2.670)
Existencias deterioro	(89.091)	0	(89.091)
Revaluaciones del activo fijo	11.084.145	86.587	11.170.732
Intangibles	1.276	60.680	61.956
Tasa efectiva obligaciones	23.164	0	23.164
Provisión valor actuarial	(1.370.533)	0	(1.370.533)
Provisiones	(14.957)	0	(14.957)
Corrección monetaria	(3.614.443)	(115.558)	(3.730.001)
Impuestos diferidos	(1.038.216)	26.690	(1.011.526)
Otros ajustes IFRS	(1.320.486)	0	(1.320.486)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	**3.454.838**	**58.399**	**3.513.237**
Patrimonio Neto al 31/12/2008, NIIF	**31.724.972**	**58.399**	**31.783.371**

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Elecda S.A.	VP	Total
	M$	M$	M$
Resultado al 31/12/2008, PCGA chilenos	**7.073.501**	**0**	**7.073.501**
Deterioro cuentas por cobrar	(93.983)	0	(93.983)
Provisión avance técnico	4.015	0	4.015
Gastos diferidos	421.004	0	421.004
Existencias valorización y otros	1.407	0	1.407
Existencias deterioro	4.585	0	4.585
Revaluaciones del activo fijo	(126.925)	16.923	(110.002)
Intangibles	450	(209)	241
Tasa efectiva obligaciones	23.164	0	23.164
Provisión valor actuarial	(230.142)	0	(230.142)
Provisiones	23.680	0	23.680
Corrección monetaria	(1.632.623)	(115.558)	(1.748.181)
Impuestos diferidos	559.908	38.149	598.057
Otros ajustes IFRS	(13.256)	0	(13.256)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	**(1.058.716)**	**(60.695)**	**(1.119.411)**
Resultado al 31/12/2008, NIIF	**6.014.785**	**(60.695)**	**5.954.090**

Las únicas partidas reconciliatorias correspondientes a los otros resultados integrales, por el ejercicio 2008, son los detallados en el Estado de Otros Resultados Integrales.

CONCILIACION	M$
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente al 31/12/2008, PCGA chilenos	**859.281**
C. Monetaria actividades de la opereción	(304.913)
C. Monetaria actividades de la financiamiento	158.817
C. Monetaria actividades de la inversión	167.870
Eliminación de C. Monetaria	(21.774)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente al 31/12/2008, NIIF	**859.281**

31.5. Explicación de los principales ajustes efectuados para la transición a las NIIF.

31.5.1.- Valoración de Cuentas por cobrar.

Bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Chile (PCGA CL), la Sociedad determinaba la provisión de riesgo de incobrabilidad en base a estimaciones basadas en el estado de vencimiento de los créditos. De acuerdo con NIC 39, el Grupo ha desarrollado modelos para determinar el flujo probable de cobrabilidad de cada crédito, no sólo en base al estado de vencimientos, sino también a las características de los deudores, el comportamiento histórico y las evidencias objetivas de deterioro en las condiciones del deudor.

31.5.2.- Construcción de obras de terceros.

De acuerdo con PCGA CL, los contratos de construcción podían reconocerse en base al método de grado de avance o por obra concluida. Las NIIF prevén que los ingresos y costos vinculados con dichas obras sean reconocidos en el resultado de acuerdo con el grado de avance real verificado a la fecha de cierre del período (NIC 11 y NIC 18). En consecuencia, la Sociedad ha recalculado los activos y pasivos correspondientes a los contratos de construcción de obras para terceros a la fecha de transición.

31.5.3.- Tasación de Propiedad, planta y equipos.

Los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile establecen la valorización de los activos fijos al costo de adquisición corregido monetariamente menos las depreciaciones acumuladas y deterioros realizados, no permitiéndose las tasaciones de activo fijo (por única vez y en forma extraordinaria fueron autorizadas de acuerdo a las Circulares Nº 550 y Nº 566 del año 1985 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

La Sociedad decidió aplicar la política contable descrita en Nota Nº 2.5, que permite que, de acuerdo con NIC 16, los activos puedan ser valorizados a su valor justo menos depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por deterioro.

31.5.4.- Menor valor de inversiones o plusvalía comprada.

Los saldos de menor valor de inversiones, originados con anterioridad al 1 de enero de 2004 eran determinados de acuerdo a lo estipulado en la Circular Nº 368 y Oficio Circular Nº 150 de 31 de enero de 2003 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los cuales se amortizaban en forma lineal considerando entre otros aspectos, la naturaleza y característica de cada inversión, vida predecible del negocio y retorno de la inversión, el que no excedía de 20 años. Los saldos de menor valor originados con posterioridad al 1 de enero de 2004 se determinaban de acuerdo al Boletín Técnico Nº 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y se amortizaban de la misma manera que los anteriores.

Bajo NIIF 3, el menor valor, plusvalía comprada o goodwill se valora inicialmente al costo, siendo éste el exceso del costo de la combinación de negocios sobre la participación de la adquirente en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes. El menor valor no se amortiza, sino que debe ser sometido a una prueba de deterioro de valor al menos una vez al año. De acuerdo con lo previsto por la NIIF 1, se ha suspendido la amortización y la corrección monetaria de estas cuentas a la fecha de transición, reversándose en consecuencia los efectos en resultados del ejercicio 2008.

31.5.5.- Juicios, contratos onerosos y otros pasivos contingentes.

De acuerdo con PCGA CL, la Sociedad reconocía los pasivos derivados de sus obligaciones legales y contractuales y efectuaba estimaciones de las contingencias probables con cargo a los resultados del ejercicio en el cual se producían.

Producto de la aplicación de la NIC 37, se reevaluaron ciertas contingencias y contratos onerosos, reestimando las obligaciones a base de dichos preceptos.

31.5.6.- Beneficios post-empleo y premios por antigüedad.

Tal como se describe en Nota Nº 2.18, la Sociedad ha otorgado a ciertos empleados beneficios consistentes en el pago de una indemnización por años de servicio (garantizada para ciertos eventos), como así también premios por antigüedad.

Dichos beneficios eran contabilizados bajo PCGA CL a valor presente, en base al método del costo devengado del beneficio. Bajo NIIF, las obligaciones derivadas se valorizan mediante métodos actuariales (unidad de crédito proyectada). Adicionalmente, la Sociedad ha elegido utilizar la exención que permite reconocer contra los resultados retenidos, la totalidad de las pérdidas y ganancias actuariales a la fecha de transición, aplicando a partir de dicha fecha el criterio de la banda de fluctuación o corredor.

31.5.7.- Corrección monetaria.

Los PCGA CL contemplan la aplicación del mecanismo de corrección monetaria a fin de expresar los estados financieros en moneda homogénea de la fecha de cierre del ejercicio, ajustando los efectos de la inflación correspondientes. La NIC 29 ("Información financiera en economías hiperinflacionarias") prevé que dicho mecanismo se aplique sólo en aquellos casos en los cuales la entidad se encuentra sujeta a un contexto económico hiperinflacionario. Por lo tanto, dado que Chile no califica como tal, se han eliminado los efectos de la corrección monetaria incluida en los estados financieros, excepto la revalorización del capital que fue tratada de acuerdo a la Ley Nº 18.046.

31.5.8.- Impuestos diferidos.

Tal como se describe en la Nota Nº 2.17, bajo NIIF deben registrarse los efectos de impuestos diferidos por todas las diferencias temporales existentes entre el balance tributario y financiero, a base del método del balance.

Si bien el método establecido en la NIC 12 es similar al de PCGA CL, corresponde realizar los siguientes ajustes a NIIF: i) la eliminación de las "cuentas complementarias de impuesto diferido" en las cuales se difirieron los efectos sobre el patrimonio de la aplicación inicial del Boletín Técnico Nº 60 del Colegio de Contadores de Chile AG (BT 60), amortizándose con cargo/abono a resultados, en el plazo previsto de reverso de la diferencia (o consumo de la pérdida tributaria relacionada); ii) la determinación del impuesto diferido sobre partidas no afectas al cálculo bajo el BT 60 (diferencias permanentes), pero que califican como diferencias temporarias bajo NIIF; y iii) el cálculo del efecto tributario de los ajustes de transición a NIIF.