



EMELARI

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA 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 ARICA S.A.

Rut: 96.542.120-3

INDICE

INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.

ESTADOS FINANCIEROS.

- ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.
- ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES POR FUNCION.
- 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.- Activos no corrientes disponibles para la venta.
- 2.24.- 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 PARTICIPACION.**
 - 9.1.- Detalle de inversiones en asociadas.
 - 9.2.- Información financiera resumida de asociadas, totalizada.
 - 9.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.
- 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.- Costos por intereses.
- 12.- PROPIEDADES 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 corrientes.
- 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 de Dividendos.
- 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 impuesto a las ganancias.
- 23.2.- Localización del efecto en resultados por impuesto 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.

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

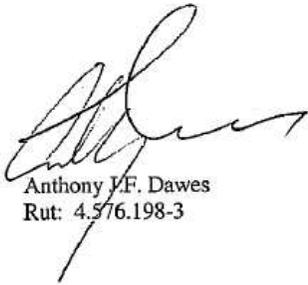
Santiago, 3 de marzo de 2010

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de Arica 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 Arica 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 Arica 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.


Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

Rut: 96.542.120-3

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	157.548	245.954	154.450
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	6	5.196.028	5.193.947	3.904.228
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	1.257.245	325.569	1.100.571
Inventarios	8	4.464	227.636	108.402
Pagos Anticipados, Corriente		4.293	4.311	9.733
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	23	343.684	552.068	764.694
Otros Activos, Corriente		1.999	8.055	2.923
Total Activos Corrientes en Operación		6.965.261	6.557.540	6.045.001
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta		0	183.864	183.864
Total Activos Corrientes		6.965.261	6.741.404	6.228.865
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	6	269.833	367.913	198.094
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7	2.144	2.876	2.631
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	9	5.913.712	5.468.367	4.153.476
Activos Intangibles, Neto	10	53.511	68.889	90.568
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11	17.936.843	17.751.276	12.973.957
Propiedades de Inversión	12	903.831	735.748	433.253
Total Activos No Corrientes		25.079.874	24.395.069	17.851.979
TOTAL ACTIVOS		32.045.135	31.136.473	24.080.844

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

Rut: 96.542.120-3

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	5.720.130	285.088	181.164
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	15	2.595.589	2.714.972	1.949.200
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	561.201	878.164	806.621
Provisiones, Corriente	16	12.406	4.482	8.292
Otros Pasivos, Corriente		49.797	142.860	116.662
Ingresos Diferidos, Corriente	19	49.534	125.800	77.640
Pasivos Acumulados (o Devengados) Total	17	343.618	299.196	176.806
Total Pasivos Corrientes en Operación		9.332.275	4.450.562	3.316.385
Total Pasivos Corrientes		9.332.275	4.450.562	3.316.385
PASIVOS NO CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes	14	2.829.898	8.638.152	984.116
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, No Corriente	15	85.162	86.638	2.631
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	7	22.556	34.804	7.922.315
Provisiones, no Corriente	16	0	60.160	19.506
Pasivos por Impuestos Diferidos	13	863.087	854.474	228.176
Otros Pasivos, No Corrientes		111.318	111.318	111.318
Ingresos Diferidos, No Corriente	19	0	0	58.401
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	18	641.373	556.927	490.107
Total Pasivos No Corrientes		4.553.394	10.342.473	9.816.570
TOTAL PASIVOS		13.885.669	14.793.035	13.132.955
PATRIMONIO NETO				
Capital Emitido	20	8.073.187	8.073.187	7.422.649
Otras Reservas	20	4.931.046	4.604.739	191.608
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)		5.155.233	3.665.512	3.333.632
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio				
Neto de Controladora		18.159.466	16.343.438	10.947.889
Total Patrimonio Neto		18.159.466	16.343.438	10.947.889
Total Patrimonio Neto y Pasivos		32.045.135	31.136.473	24.080.844

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
Rut: 96.542.120-3
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	29.649.989	24.091.493
Costo de Ventas	22	(25.290.555)	(19.540.951)
Margen bruto		4.359.434	4.550.542
Otros Ingresos de Operación, Total	21	745.287	652.655
Gastos de Administración	22	(2.517.650)	(2.563.417)
Costos Financieros	22	(495.156)	(448.059)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	9	879.613	788.987
Diferencias de cambio	22	1.157	(6.690)
Resultados por Unidades de Reajuste	22	218.886	(691.251)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		(102.993)	(46.050)
Otras Ganancias (Pérdidas)		270.092	100.019
Ganancia (Pérdida) antes de impuesto		3.358.670	2.336.736
Ingreso (Gasto) por Impuesto a las Ganancias	23	(199.514)	174.005
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto		3.159.156	2.510.741
Ganancia (Pérdida)		3.159.156	2.510.741
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	24	3.159.156	2.510.741
Ganancia (Pérdida)		3.159.156	2.510.741
Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción		16,99	13,50
Ganancias (Pérdidas) Básicas y Diluidas por Acción de Operaciones Continuas	24	16,99	13,50
ESTADOS 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)		3.159.156	2.510.741
Revalorizaciones de Propiedades, Plantas y Equipos	11	0	6.254.122
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		0	(1.063.201)
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		0	5.190.921
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales por Función		3.159.156	7.701.662
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		3.159.156	7.701.662
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales por Función		3.159.156	7.701.662

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
Rut: 96.542.120-3
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		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas Legales y Estatutarias	Reservas por Revaluación				Otras Reservas Varias
			Capital en Acciones	Prima de Emisión							
Saldo Inicial Período Actual 01/01/2009			7.959.955	113.232	0	191.608	5.063.669	(650.538)	3.665.512	16.343.438	16.343.438
Saldo Inicial Reexpresado			7.959.955	113.232	0	191.608	5.063.669	(650.538)	3.665.512	16.343.438	16.343.438
	Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		0	0	0	0	0	0	3.159.156	3.159.156	3.159.156
	Dividendos en Efectivo Declarados		0	0	0	0	0	0	2.075.737	2.075.737	2.075.737
	Transferencias a (desde) Resultados Retenidos		0	0	640.164	0	0	0	(640.164)	0	0
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		0	0	0	0	(384.287)	70.430	1.046.466	732.609	732.609
	Cambios en Patrimonio		0	0	640.164	0	(384.287)	70.430	1.489.721	1.816.028	1.816.028
Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009		20	7.959.955	113.232	640.164	191.608	4.679.382	(580.108)	5.155.233	18.159.466	18.159.466

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		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas Legales y Estatutarias	Reservas por Revaluación				Otras Reservas Varias
			Capital en Acciones	Prima de Emisión							
Saldo Inicial Período Anterior 01/01/2008			7.309.417	113.232	0	191.608	0	0	3.333.632	10.947.889	10.947.889
Saldo Inicial Reexpresado			7.309.417	113.232	0	191.608	0	0	3.333.632	10.947.889	10.947.889
	Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		0	0	0	0	5.190.921	0	2.510.740	7.701.661	7.701.661
	Dividendos en Efectivo Declarados		0	0	0	0	0	0	2.369.261	2.369.261	2.369.261
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto		650.538	0	0	0	(127.252)	(650.538)	190.401	63.149	63.149
	Cambios en Patrimonio		650.538	0	0	0	5.063.669	(650.538)	331.880	5.395.549	5.395.549
Saldo Final Ejercicio Anterior 31/12/2008		20	7.959.955	113.232	0	191.608	5.063.669	(650.538)	3.665.512	16.343.438	16.343.438

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

Rut: 96.542.120-3

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		35.880.969	27.422.282
Pagos a Proveedores		(30.563.555)	(23.447.774)
Remuneraciones Pagadas		(1.107.275)	(856.212)
Pagos Recibidos y Remitidos por Impuesto sobre el Valor Añadido		(731.595)	(731.888)
Otros Cobros (Pagos)		11.350	(9.925)
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones		3.489.894	2.376.483
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación			
Importes Recibidos por Dividendos Clasificados como de Operación		624.544	779.173
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Operación		22.519	86.424
Pagos por Intereses Clasificados como de Operaciones		(432.560)	(710.219)
Importes Recibidos por Impuestos a las Ganancias Devueltos		556.571	779.434
Pagos por Impuestos a las Ganancias		(527.119)	(337.938)
Otras Entradas (Salidas) Procedentes de Otras Actividades de Operación		760.497	436.897
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación		1.004.452	1.033.771
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación		4.494.346	3.410.254
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión			
Importes Recibidos por Desapropiación de Propiedades, Planta y Equipo		18.266	0
Reembolso de Anticipos de Préstamos en Efectivo y Préstamos Recibidos	7	9.349.646	846.277
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(1.230.894)	(1.175.453)
Pagos para Adquirir Activos Intangibles		(3.245)	0
Préstamos a empresas relacionadas	7	(10.422.711)	0
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		(2.288.938)	(329.176)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación (Presentación)			
Obtención de préstamos		0	7.198.365
Pagos de préstamos		(224.098)	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7	0	(7.824.846)
Pagos por Dividendos a Participaciones Minoritarias		(283.650)	(346.732)
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa		(1.786.066)	(2.016.361)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación		(2.293.814)	(2.989.574)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		(88.406)	91.504
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial		245.954	154.450
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estados de Flujos de Efectivo Directo, Saldo Final	5	157.548	245.954

**EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009 y 2008**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una filial del Grupo EMEL S.A., la cual es filial del Grupo CGE.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Baquedano N° 731 Piso 12 en la ciudad de Arica en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con fecha 12 de Enero de 1989, en la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0334 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir, y comercializar energía eléctrica en la XV Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención esmerada a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Arica y Camarones, en los valles de Azapa y Lluta y en el Poblado de Cuya, 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 13 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 N° 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 N° 346 el 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 S.A., se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en todos los períodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de EMELARI 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 N° 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 normas internacionales de Información Financiera	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 las normas internacionales de Información Financiera. 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 Arica 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 resultados integrales, excepto que corresponda su diferimiento

en el patrimonio neto, como es el caso de los derivados 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

UF = 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 Ejecutivo Estratégico, que toma decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 25.

2.5.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de EMELARI S.A., 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 en el que se incurrir.

Las construcciones u obras en curso, incluyen conceptos devengados únicamente durante el ejercicio 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 integrales 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.

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, solo 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 asociado (costo 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 reconocen 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 otros resultados integrales o en el patrimonio. En este caso, el impuesto también se reconoce en el patrimonio.

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 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

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

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

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

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 ejercicio 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.- Activos no corrientes disponibles para la venta.

Los activos no corrientes (o grupos en enajenación) se clasifican como activos disponibles para la venta y se reconocen al menor valor entre su importe en libros y el valor razonable menos los costos necesarios para su venta, si su importe en libros se recuperará principalmente a través de una transacción de venta en lugar de a través del uso continuado.

2.24.- Distribución de dividendos.

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

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad 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

EMELARI S.A. participa en el negocio de subtransmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota.

3.1.1.- Aspectos regulatorios

Los negocios de EMELARI S.A. están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es establecer un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico y dentro de él.

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

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

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

3.1.2.- Mercado de distribución de electricidad

EMELARI S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 61.774 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 219 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2009.

Contratos de Suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora del SING, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. 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.

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 N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor Agregado de Distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la

distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

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

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

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

El Valor Agregado de Distribución considera:

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

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

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

Precios de Servicios Asociados al Suministro

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

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

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

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

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

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

3.1.3.- 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.

EMELARI 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 09 de enero de 2009, las que rigen hasta el 31 de octubre de 2010.

Precios

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (Conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°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 por las distribuidoras. 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, la deuda financiera de EMELARI S.A. alcanzó a M\$ 8.550.028, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

2009	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.550.028	100%
Total deuda financiera	8.550.028	100%

2008	M\$	%
Deuda en pesos o UF	8.923.240	100%
Total deuda financiera	8.923.240	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 presente ejercicio, se observa un impacto positivo de M\$ 212.300.

2009		UF	M\$
Al 31-12-2008	No se amortiza en 12 meses	407.667	8.745.505
	Por amortizar en 12 meses	10.667	Efecto amortización: 4.516
Al 31/12/09		407.667	8.537.721
Efecto por unidad de reajuste			212.300

2008		UF	M\$
	Saldo Inicial Enero 2008	418.334	8.244.920
	Por amortizar en 12 meses	10.667	Efecto amortización: (9.760)
Al 31/12/08		418.334	8.974.339
Efecto por unidad de reajuste			(729.179)

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\$ 85.377 para el ejercicio recién concluido.

3.2.2.- Riesgo de tasa de interés.

EMELARI S.A. posee un 90,10% de la deuda financiera estructurada a tasa variable y el 9,90% restante a tasa fija.

2009	M\$	%
Deuda a tasa fija	846.452	9,90%
Deuda a tasa variable	7.703.576	90,10%
Total deuda financiera	8.550.028	100,00%

2008	M\$	%
Deuda a tasa fija	1.072.851	12,02%
Deuda a tasa variable	7.850.389	87,98%
Total deuda financiera	8.923.240	100,00%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de 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\$ 76.442 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en EMELARI 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 Sociedad. 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 Emelari S.A. posee un plazo promedio de 1 año y el 34% se ha estructurado a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

La deuda financiera de Emelari S.A. se ha estructurado en un 34% a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 31/12/09	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	5.832.178	2.729.099	230.968	8.792.245
Total	5.832.178	2.729.099	230.968	8.792.245
	66%	31%	3%	100%

M\$ al 31/12/08	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	TOTAL
Bancos	484.402	8.527.770	487.713	9.499.885
Total	484.402	8.527.770	487.713	9.499.885
	5%	90%	5%	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	8.550.028	8.666.494	1,3%

Pasivos Financieros	Valor Libro al 31/12/2008 M\$	Valor Justo al 31/12/2008 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	8.923.240	8.560.607	-4,1%

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 4% y equivalen a un 3% 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	43,18%	54.573
Industrial	20,92%	611
Comercial	27,88%	5.736
Otros	8,02%	854
Total	100,00%	61.774

2008	Ventas	Clientes
Residencial	43,08%	54.081
Industrial	21,55%	568
Comercial	28,32%	5.669
Otros	7,05%	832
Total	100,00%	61.150

Por la modalidad de pago y el ejercicio del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 45% 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 ejercicio 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 67% 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 durante el 2009 se observó que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En ejercicios económicos normales los pagos tienden a concentrarse en ejercicios 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.

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

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

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

vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficiarios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 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 transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado – si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & 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	136.452	156.049	141.087
Saldos en Bancos	21.096	89.905	13.363
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	157.548	245.954	154.450

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

No existe variación entre el 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			Saldo 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\$
Deudores Comerciales, Neto	4.474.648	5.030.652	3.792.031	149.494	228.880	135.054
Otras Cuentas por Cobrar, Neto	721.380	163.295	112.197	120.339	139.033	63.040
Total	5.196.028	5.193.947	3.904.228	269.833	367.913	198.094

Clases de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			Saldo 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\$
Deudores Comerciales, Bruto	4.693.263	5.244.363	3.943.342	149.494	228.880	135.054
Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	728.031	169.947	112.197	120.339	139.033	63.040
Total	5.421.294	5.414.310	4.055.539	269.833	367.913	198.094

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	218.615	213.711	151.311
Otras Cuentas por Cobrar	6.651	6.652	0
Total	225.266	220.363	151.311

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

La exposición máxima al riesgo crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuentas 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	220.363	151.311
Baja de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar deteriorados del ejercicio (castigo)	74.800	0
Aumento o disminución del ejercicio (provisión)	79.703	69.052
Saldo Final	225.266	220.363

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	79.703	62.400
Otras Cuentas por Cobrar	0	6.652
Total	79.703	69.052

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	1.757.671	2.762.557	1.008.337
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	39.659	80.466	75.333
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	76.871	48.647	39.275
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	208.501	250.916	169.252
Total Deudores Comerciales Vencidos	2.082.702	3.142.586	1.292.197

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	2.732.699	1.765.288	2.482.586
Con Vencimiento entre Tres y Seis Meses	177.837	214.248	127.039
Con Vencimiento entre Seis y Doce Meses	428.056	292.188	153.717
Con Vencimiento Mayor a Doce Meses	269.833	367.913	198.094
Total Deudores Comerciales por vencer	3.608.425	2.639.637	2.961.436

Calidad Crediticia:

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito, y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la 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	314.817	184.575	163.179
Total Valor Libros de deudores comerciales renegociados	314.817	184.575	163.179

7.- SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS.

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

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia 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					
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes		
							31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
96.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	936	833	0	0	0
96.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	A la vista	Matriz	CL \$	0	18.919	865.196	0	0	0
96.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	0	122	125	114
96.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	11	0	0	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 \$	556	1.178	675	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	737	933	168	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.505	1.298	928	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	171.535	164.719	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	95.083	85.244	10.344	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	2.022	2.071	1.895
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	0	0	680	622
96.893.220-9	Transmel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	37.066	35.855	32.715	0	0	0
96.893.220-9	Transmel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	9.671	24.974	0	0	0
96.893.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	15	0	20	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	A la vista	Indirecta	CL \$	1.108.067	0	0	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5.618	0	0	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	7.587	0	0	0	0	0
Total							1.257.245	325.569	1.100.571	2.144	2.876	2.632

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					
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes			No corrientes		
							31-12-2009 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 \$	14.444	269.425	350.054	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	180.054	143.487	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz	CL \$	0	0	0	15.920	27.700	25.337
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	A la vista	Matriz	CL \$	0	0	0	0	0	7.890.479
96.783.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	45	15	0	0	0
96.783.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	0	0	307	281
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	177	185	12	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	0	107.702	85.829	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	723	521	614	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.645	19.236	3.423	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	163.770	130.509	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	6.636	6.797	6.219
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	5.067	3.407	0	0	0
77.363.350-9	Emel Inversiones Chile Ltda.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	0	112.023	89.271	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.658	9.281	0	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.661	10.855	0	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	28.697	0	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	71.379	0	0	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	406.858	0	0	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.959	0	0	0	0	0
Total							561.201	878.164	806.621	22.556	34.804	7.922.315

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
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	1.106.430	1.637	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Corriente mercantil (Abonos)	33.365	14.446	846.277	81.323
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Corriente mercantil (Cargos)	0	0	7.824.846	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	1.067.298	(1.067.298)	1.598.422	(1.598.422)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	358.667	(45.955)	814.755	(68.673)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	0	0	168.233	(47.918)
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	192.406	192.406	187.936	187.936
77.072.240-3	Esmec Ltda.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	18.320	(18.320)	41.538	(41.538)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	62.660	(62.660)	45.557	(45.557)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	21	(21)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	7.994	7.994	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	18.266	18.266	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	2.340	2.340	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	94.614	(94.614)	1.762	(1.762)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	99.755	(99.755)	1.557	(1.557)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	9.558	9.558	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	454	454	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de materiales	105.992	105.992	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	512.070	(44.931)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	3.184	(3.184)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	9.311	(9.311)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	37.608	(37.608)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	4.168	(4.168)	0	0

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Emelari S.A. está compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un Gerente zonal, además esta Sociedad gerencialmente depende de Empresas Emel S.A..

7.2.1.- Remuneración del Directorio

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 13 de abril de 2009, decidió que los señores Directores no percibirán remuneración de ningún tipo.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial, ascienden a M\$ 78.671 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y de M\$ 24.722 por el ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2008.

La Sociedad ha establecido para sus ejecutivos 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	4.912	140.525	61.161
Trabajos en curso	2.990	90.433	51.719
Provisión de deterioro	3.438	3.322	4.478
Total	4.464	227.636	108.402

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	3.438	3.576
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios	3.322	4.732
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio	302.761	377.585

El costo de existencias reconocido como gasto incluido en costos de bienes vendidos asciende a M\$ 302.761 para el cierre al 31 diciembre de 2009 (M\$377.585 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	Pais 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\$
ELECDA S.A.	Chile	Peso	13,1220%	13,1220%	4.533.253	817.140	0	(393.838)	8.169	4.964.724
TRANSEMEL S.A.	Chile	Peso	5,0000%	5,0000%	935.114	63.374	0	(49.500)	0	948.988
ESSEI S.A.	Chile	Peso	0,0000%	0,0000%	0	0	(901)	0	0	0
TOTALES					5.468.367	880.514	(901)	(443.338)	8.169	5.913.712

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Pais 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\$
ELECDA S.A.	Chile	Peso	13,1220%	13,1220%	3.249.242	781.295	0	(554.363)	1.057.079	4.533.253
TRANSEMEL S.A.	Chile	Peso	5,0000%	5,0000%	904.234	50.256	0	(35.119)	15.743	935.114
ESSEI S.A.	Chile	Peso	20,0000%	20,0000%	0	0	(42.564)	0	0	0
TOTALES					4.153.476	831.551	(42.564)	(589.482)	1.072.822	5.468.367

Con fecha 10 de noviembre del 2009, Empresa Eléctrica de Arica 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 Arica 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\$
ELECDA S.A.	13,1220%	16.677.601	55.646.364	72.323.965	21.542.274	15.710.161	37.252.435	93.386.345	87.159.085	6.227.260
TRANSEMEL S.A.	5,0000%	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		18.699.647	80.536.168	99.235.815	23.206.386	21.978.130	45.184.516	96.918.324	89.423.579	7.494.745

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\$
ELECDA S.A.	13,1220%	17.347.745	54.358.791	71.706.536	17.361.111	22.562.054	39.923.165	72.436.654	66.482.564	5.954.090
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		19.180.191	79.670.955	98.851.146	18.659.778	30.006.514	48.666.292	76.310.769	69.564.373	6.746.396

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\$
ELECDA S.A.	13,1220%	14.116.745	41.431.616	55.548.361	13.408.545	20.141.632	33.550.177	0	0	0
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		15.643.117	66.555.709	82.198.826	14.850.716	27.362.777	42.213.493	0	0	0

9.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2009 M\$
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	23.725.188	420,00	9.964.579
TOTALES						9.964.579

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2008 M\$
ELECDA S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	23.725.188	315,00	7.473.434
TOTALES						7.473.434

10.- ACTIVOS INTANGIBLES.

Este rubro está compuesto por programas informáticos y servidumbre. 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\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	53.511	68.889	90.568
Programas Informáticos, Neto	52.383	68.889	90.568
Servidumbre, Neto	1.128	0	0
Activos Intangibles, Neto	53.511	68.889	90.568

Clases de Activos Intangibles, Bruto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	732.407	729.162	729.162
Programas Informáticos, Bruto	731.279	729.162	729.162
Servidumbre, Bruto	1.128	0	0
Activos Intangibles, Bruto	732.407	729.162	729.162

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles Identificables	678.896	660.273	638.594
Amortización Acumulada y Deterioro de Valor, Programas Informáticos	678.896	660.273	638.594

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles, Total	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles, Total	678.896	660.273	638.594
Vida Clases de Activos Intangibles, Neto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Activos Intangibles de Vida Finita, Neto	52.383	68.889	90.568
Activos Intangibles de Vida Indefinida, Neto	1.128	0	0
Activos Intangibles, Neto	53.511	68.889	90.568

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro de 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	Vida	4	4

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\$	Servidumbre, Neto M\$	Activos Intangibles Identificables, Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/09	68.889	0	68.889
Adiciones	2.117	1.128	3.245
Amortización	18.623	0	18.623
Cambios, Total	(16.506)	1.128	(15.378)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2009	52.383	1.128	53.511

Movimientos en Activos Intangibles	2008		
	Programas Informáticos, Neto M\$	Servidumbre, Neto M\$	Activos Intangibles Identificables, Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/08	90.568	0	90.568
Amortización	21.679	0	21.679
Cambios, Total	(21.679)	0	(21.679)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2008	68.889	0	68.889

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 Período de Amortización Restante de Activo Intangible Individual Identificable Significativo
Servidumbres	1.128	Vida útil indefinida
Software o programas informáticos	52.383	Vida útil definida
Total	53.511	

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\$ 18.623 y M\$ 21.679, 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 de valor de uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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 de plantas 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	688.994	688.994
Edificios	1.921.148	1.881.986
Planta y equipos	8.498.316	9.038.212
Total	11.108.458	11.609.192

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	829.911	493.284
Equipamiento de tecnología de la información	14.573	33.310
Instalaciones fijas y accesorios	422.717	387.318
Vehículos de motor	132.823	143.862
Planta y equipos	1.552.664	796.713
Total	2.952.688	1.854.487

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, Plantas y Equipos, Neto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Construcciones en curso	829.911	493.284	338.710
Terrenos	699.003	699.003	688.994
Edificios	2.635.553	2.596.391	1.961.341
Planta y equipos	12.966.890	13.293.365	9.435.107
Subestaciones de poder	3.801.397	3.908.995	2.974.382
Subestaciones de distribución	1.596.894	1.576.509	1.691.286
Líneas y redes de media y baja tensión	7.011.648	7.196.705	4.402.230
Medidores	556.951	611.156	367.209
Equipamiento de tecnología de la información	14.573	33.310	26.540
Instalaciones fijas y accesorios	422.717	387.318	308.402
Equipos de comunicaciones	41.237	46.375	43.179
Herramientas	132.944	113.344	101.715
Muebles y útiles	51.919	42.713	28.714
Instalaciones y accesorios diversos	196.617	184.886	134.794
Vehículos de motor	132.823	143.862	165.124
Otras propiedades, plantas y equipos	235.373	104.743	49.739
Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Neto	17.936.843	17.751.276	12.973.957

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Construcciones en curso	829.911	493.284	338.710
Terrenos	699.003	699.003	688.994
Edificios	3.468.794	3.345.990	2.631.585
Planta y equipos	19.199.074	18.981.992	14.543.233
Subestaciones de poder	4.188.168	4.188.168	3.172.834
Subestaciones de distribución	2.722.925	2.616.369	2.625.951
Líneas y redes de media y baja tensión	11.046.338	10.948.505	7.793.763
Medidores	1.241.643	1.228.950	950.685
Equipamiento de tecnología de la información	66.136	66.136	44.190
Instalaciones fijas y accesorios	985.515	901.837	770.529
Equipos de comunicaciones	113.410	111.209	98.147
Herramientas	453.579	413.345	381.245
Muebles y útiles	113.519	98.692	77.673
Instalaciones y accesorio diversos	305.007	278.591	213.464
Vehículos de motor	413.418	393.100	383.049
Otras propiedades, plantas y equipos	235.373	104.743	49.739
Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	25.897.224	24.986.085	19.450.029

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Plantas y Equipo	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Edificios	833.241	749.599	670.244
Planta y equipos	6.232.184	5.688.627	5.108.126
Subestaciones de poder	386.771	279.173	198.452
Subestaciones de distribución	1.126.031	1.039.860	934.665
Líneas y redes de media y baja tensión	4.034.690	3.751.800	3.391.533
Medidores	684.692	617.794	583.476
Equipamiento de tecnología de la información	51.563	32.826	17.650
Instalaciones fijas y accesorios	562.798	514.519	462.127
Equipos de comunicaciones	72.173	64.834	54.968
Herramientas	320.635	300.001	279.530
Muebles y útiles	61.600	55.979	48.959
Instalaciones diversas	108.390	93.705	78.670
Vehículos de motor	280.595	249.238	217.925
Total de Propiedades, Plantas y Equipos, Bruto	7.960.381	7.234.809	6.476.072

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\$
Desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción	982.018	820.615

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		493.284	699.003	2.596.391	13.293.365	33.310	387.318	143.862	104.743	17.751.276
Cambios	Adiciones	982.018	0	96.628	0	0	10.870	20.318	0	1.109.834
	Retiros	0	0	0	(103.376)	0	(17.883)	0	0	(121.259)
	Gasto por Depreciación	0	0	(83.642)	(619.938)	(18.737)	(49.334)	(31.357)	0	(803.008)
	Otros Incrementos (Decrementos)	(645.391)	0	26.176	396.839	0	91.746	0	130.630	0
	Total Cambios	336.627	0	39.162	(326.475)	(18.737)	35.399	(11.039)	130.630	185.567
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009		829.911	699.003	2.635.553	12.966.890	14.573	422.717	132.823	235.373	17.936.843

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		338.710	688.994	1.961.341	9.435.107	26.540	308.402	165.124	49.739	12.973.957	
Cambios	Adiciones	820.615	0	0	108.234	21.946	131.308	10.051	62.091	1.154.245	
	Retiros	0	0	0	(64.951)	0	0	0	0	(64.951)	
	Gasto por Depreciación	0	0	(79.355)	(557.175)	(15.176)	(52.392)	(31.313)	0	(735.411)	
	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	0	10.009	714.405	3.699.022	0	0	0	0	4.423.436
		Sub total reconocido en patrimonio neto	0	10.009	714.405	3.699.022	0	0	0	0	4.423.436
	Otros Incrementos (Decrementos)	(666.041)	0	0	673.128	0	0	0	(7.087)	0	
Total Cambios	154.574	10.009	635.050	3.858.258	6.770	78.916	(21.262)	55.004	4.777.319		
Saldo Final al 31 de diciembre de 2008		493.284	699.003	2.596.391	13.293.365	33.310	387.318	143.862	104.743	17.751.276	

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 las reservas de revaluación de éste rubro, es el siguiente:

Reserva de revaluación	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Saldo inicial	5.063.669	0
Reserva revaluación	0	6.254.122
Retiros de activo fijo revaluado	51.327	0
Reciclaje desde Reserva Revaluación a Utilidades Acumuladas	411.669	153.316
Menos impuesto diferido	(78.709)	1.037.137
Movimiento del ejercicio	(384.287)	5.063.669
Saldo final	4.679.382	5.063.669

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Reevaluación 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.

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:

Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	Saldo al		
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Saldo Inicial	735.748	433.253	433.253
Adiciones, Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	183.864	0	0
Ganancias (Pérdidas) por Ajustes del Valor Razonable, Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	0	317.510	0
Otro Incremento (decremento), Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable	(15.781)	(15.015)	0
Cambios en Propiedades de Inversión, Modelo del Valor Razonable, Total	168.083	302.495	0
Propiedades de inversión, modelo del valor razonable, Saldo Final	903.831	735.748	433.253

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.

	01-01-09 al 31-12-2009 M\$	01-01-08 al 31-12-2008 M\$
Ingresos y gastos de propiedades de inversión		
Importe de Ingresos por Alquileres de Propiedades de Inversión	202.072	179.609
Importes de Gastos Directos de Operación de las Propiedades de Inversión Generadoras de Ingresos de Alquileres	15.781	15.015

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	0	221.203	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	0	4.531	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos)	22.743	21.363	76.791
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	125.980	154.192	138.489
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Otros	14.000	14.239	0
Activos por impuestos diferidos	162.723	415.528	215.280

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	80.166	0	13.798
Pasivos por Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Propiedades, Planta y Equipo	712.845	782.868	0
Activos por Impuestos Diferidos Relativos a Créditos Fiscales	232.799	487.134	429.658
Pasivos por impuestos diferidos	1.025.810	1.270.002	443.456

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	415.528	215.280
Incremento (Decremento) en Activos Impuestos Diferidos	(252.805)	200.248
Cambios en activos por impuestos diferidos, Total	(252.805)	200.248
Activos por impuestos diferidos, Saldo final	162.723	415.528

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo inicial	1.270.002	443.456
Incremento (Decremento) en Pasivo por Impuestos Diferidos	(244.192)	826.546
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, Total	(244.192)	826.546
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo final	1.025.810	1.270.002

13.3.- Compensación de partidas.

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

Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Al 31-12-09			
- Activos por impuestos diferidos	162.723	(162.723)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.025.810)	162.723	(863.087)
Total Pasivo Neto	(863.087)	0	(863.087)
Al 31-12-08			
- Activos por impuestos diferidos	202.154	(202.154)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.056.628)	202.154	(854.474)
Total Pasivo Neto	(854.474)	0	(854.474)
Al 01-01-08			
- Activos por impuestos diferidos	215.280	(215.280)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(443.456)	215.280	(228.176)
Total Pasivo Neto	(228.176)	0	(228.176)

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		Total no Corriente al 31-12-2009 M\$	
							Vencimiento			Total Corriente al 31-12-2009 M\$	Vencimiento			Total no Corriente al 31-12-2009 M\$
							hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 hasta 2 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$		
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	3,01%	2,25%	Sin Garantía	5.494.497	0	0	5.494.497	0	0	0	
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,83%	2,30%	Sin Garantía	21.917	0	0	21.917	2.187.163	0	2.187.163	
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	Con Garantía	16.976	50.928	135.812	203.716	0	642.735	642.735	
Total							5.533.390	50.928	135.812	5.720.130	2.187.163	642.735	2.829.898	

Al 31 de diciembre de 2008:

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente				No Corriente			Total no Corriente al 31-12-2008 M\$	
							Vencimiento			Total Corriente al 31-12-2008 M\$	Vencimiento				Total no Corriente al 31-12-2008 M\$
							hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$		
Chile	Banco Corpbanca	UF	Al vencimiento	6,78%	2,37%	Sin Garantía	58.384	0	0	58.384	5.536.779	0	0	5.536.779	
Chile	BancoEstado	UF	Al vencimiento	6,43%	2,47%	Sin Garantía	24.110	0	0	24.110	0	2.231.116	0	2.231.116	
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	Con Garantía	17.010	33.659	151.925	202.594	0	0	870.257	870.257	
Total							99.504	33.659	151.925	285.088	5.536.779	2.231.116	870.257	8.638.152	

Al 1 de enero de 2008:

País	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente				No Corriente		
							Vencimiento			Total Corriente al 01-01-2008 M\$	Vencimiento		Total no Corriente al 01-01-2008 M\$
							hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		más de 5 hasta 10 años M\$	Total no Corriente al 01-01-2008 M\$	
Chile	BancoEstado	UF	Mensual	9,52%	6,20%	Con Garantía	17.429	35.885	127.850	181.164	984.116	984.116	
Total							17.429	35.885	127.850	181.164	984.116	984.116	

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	1.793.231	1.955.430	1.403.936	0	0	0
Retenciones	361.582	321.983	275.360	0	0	0
Otras Cuentas Por Pagar	440.776	437.559	269.904	85.162	86.638	2.631
Total	2.595.589	2.714.972	1.949.200	85.162	86.638	2.631

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

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\$	31-12-2008 M\$	01-01-2008 M\$
Provisión de reclamaciones legales	12.406	4.482	8.292	0	0
Responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas	0	0	0	60.160	19.506
Total	12.406	4.482	8.292	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	4.482	60.160	64.642
Provisiones adicionales	1.800	0	1.800
Incremento (decremento) en provisiones existentes	19.948	(60.160)	(40.212)
Provisión utilizada	(13.824)		(13.824)
Cambios en provisiones, total	7.924	(60.160)	(52.236)
Provisión total, saldo final 31/12/09	12.406	0	12.406

Movimiento en provisiones	por reclamaciones legales M\$	por responsabilidad sobre pasivos netos de asociadas M\$	Total M\$
Saldo inicial 01/01/08	8.292	19.506	27.798
Incremento (decremento) en provisiones existentes	0	40.654	40.654
Provisión utilizada	(3.810)	0	(3.810)
Cambios en provisiones, total	(3.810)	40.654	36.844
Provisión total, saldo final 31/12/08	4.482	60.160	64.642

Provisión de reclamaciones legales

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra EMELARI 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	73.708	65.741	49.995
Bonificaciones de feriados	41.196	33.618	28.581
Participación sobre resultados	161.607	130.889	98.230
Otros	67.107	68.948	0
Total pasivos acumulados (devengados)	343.618	299.196	176.806

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	641.373	556.927	490.107
Total Obligaciones por beneficios Post Empleo No Corriente	641.373	556.927	490.107

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	603.421	490.107
Costo del Servicio Corriente Obligación Plan de Beneficios Definidos	45.669	34.157
Costo por Intereses por Obligación de Plan de Beneficios Definidos	43.719	33.347
Ganancias Pérdidas Actuariales Obligación Planes de Beneficios Definidos	(19.141)	46.494
Liquidaciones Obligación Plan de Beneficios Definidos	(4.942)	(684)
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo final	668.726	603.421

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	668.726	603.421
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos	668.726	603.421
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas	(27.353)	(46.494)
Balance plan de beneficios definidos, Saldo final	641.373	556.927

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

Gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	Indemnización por años de servicios	
	01-01-09 al 31-12-2009 M\$	01-01-08 al 31-12-2008 M\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	45.669	34.157
Costo por intereses plan de beneficios definidos	43.719	33.347
Total gastos reconocidos en resultados	89.388	67.504

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	623.623	662.059	703.807
Total	623.623	662.059	703.807

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	20.974	124.471	56.365
Ingresos diferidos por apoyos en postación	1.398	1.329	1.808
Otros	27.162	0	77.868
Total ingresos diferidos corrientes y no corrientes	49.534	125.800	136.041

19.2.- Movimiento del rubro.

El movimiento de este rubro por el ejercicio al 31 de diciembre de 2009 y 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	125.800	136.041
Adiciones	738.675	1.395.158
Imputación a resultados	814.941	1.405.399
Saldo final ingresos diferidos corrientes y no corrientes	49.534	125.800

20.- PATRIMONIO NETO.

20.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.073.187.

20.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2009 el capital de la Sociedad está representado por 185.994.529 acciones sin valor nominal.

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

20.3.- Política de Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 14 de abril de 2008, 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, celebrada el día 13 de abril de 2009 se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de las utilidades de la empresa mediante tres dividendos provisorios y un dividendo 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 14 de abril de 2008, aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 73 de \$ 2,837162 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 N° 320 de fecha 28 de mayo de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 74 de \$ 3,366168 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 N° 324 de fecha 27 de agosto de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 75 de \$ 3,000000 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 N° 328 de fecha 26 de noviembre de 2008, acordó repartir el dividendo provisorio N° 76 de \$ 3,535000 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, celebrada el día 13 de abril de 2009 aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 77 de \$ 3,560209 por acción, moción que fue aprobada por la Junta de Accionistas, el cual se pagó el 24 de abril de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 335 de fecha 27 de mayo de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 78 de \$ 3,100000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 338 de fecha 26 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 79 de \$ 2,900000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 341 de fecha 25 de noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N° 80 de \$ 1,600000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2009.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por acción	M\$ dividendo	Imputación año
73	Definitivo	28-04-2008	2,837162	527.697	2007
74	Provisorio	26-06-2008	3,366168	626.089	2008
75	Provisorio	30-09-2008	3,000000	557.984	2008
76	Provisorio	23-12-2008	3,535000	657.491	2008
77	Definitivo	24-04-2009	3,560209	662.179	2008
78	Provisorio	24-06-2009	3,100000	576.583	2009
79	Provisorio	29-09-2009	2,900000	539.384	2009
80	Provisorio	23-12-2009	1,600000	297.591	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 Legales y Estatutarias	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
		M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009		0	191.608	5.063.669	(650.538)	4.604.739
Saldo Inicial Reexpresado		0	191.608	5.063.669	(650.538)	4.604.739
	Transferencias a (desde) Resultados Retenidos	640.164	0	0	0	640.164
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	0	(384.287)	70.430	(313.857)
	Cambios en Patrimonio	640.164	0	(384.287)	70.430	326.307
Saldo Final Ejercicio Actual 31/12/2009		640.164	191.608	4.679.382	(580.108)	4.931.046

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 Legales y Estatutarias	Reservas por Revaluación	Otras Reservas Varias	
		M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008		0	191.608	0	0	191.608
Saldo Inicial Reexpresado		0	191.608	0	0	191.608
	Resultado de Ingresos y Gastos Integrales			5.190.921		5.190.921
	Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	0	0	(127.252)	(650.538)	(777.790)
	Cambios en Patrimonio	0	0	5.063.669	(650.538)	4.413.131
Saldo Final Periodo Anterior 31/12/2008		0	191.608	5.063.669	(650.538)	4.604.739

20.5.1.- Reservas para dividendos propuestos.

Corresponde al fondo para dividendos eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Junta 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 N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008, incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

De acuerdo con la NIC N° 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	26.895.823	21.664.056
Venta de energía	26.500.471	21.136.256
Venta de mercaderías, materiales y equipos	395.352	527.800
Prestaciones de servicios	2.754.166	2.427.437
Peajes y transmisión	825.619	365.460
Arriendo de equipos de medida	225.014	207.146
Servicios de Mantenimiento de equipos a clientes	45.420	41.094
Apoyos en postación	275.198	275.989
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas	1.056.395	1.226.623
Otras prestaciones	326.520	311.125
Total ingresos ordinarios	29.649.989	24.091.493

21.2.- 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	202.072	179.609
Ingresos financieros	543.215	473.046
Total Otros ingresos de operación	745.287	652.655

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	22.335.759	16.382.269
Gastos de personal	1.155.634	997.417
Gastos de Operación y Mantenimiento	1.506.995	1.762.911
Gastos de administración	1.988.186	2.204.681
Depreciación	803.008	735.411
Amortización	18.623	21.679
Total Gastos por Naturaleza	27.808.205	22.104.368

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	816.710	643.290
Beneficios a Corto Plazo a los Empleados	193.112	174.724
Gasto por Obligación por Beneficios Post Empleo	45.669	34.157
Otros Gastos de Personal	100.143	145.246
Total Gastos de Personal	1.155.634	997.417

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	803.008	735.411
Amortización	18.623	21.679
Total	821.631	757.090

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	520.371	387.397
Otros ingresos financieros	22.844	85.649
Total Ingresos financieros	543.215	473.046
Gastos por préstamos bancarios	451.437	347.980
Otros gastos	43.719	100.079
Total Gastos financieros	495.156	448.059
Resultados por unidades de reajuste	218.886	(691.251)
Diferencias de cambio		
Positivas	1.966	0
Negativas	(809)	(6.690)
Total Diferencias de cambio	1.157	(6.690)
Total Resultado Financiero	268.102	(672.954)

23.- RESULTADO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

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

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias asciende a M\$ 199.514 en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (M\$ 174.005 abono, para 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	418.163	410.225
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	232.799	410.225
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	37	0
Otro Gasto por Impuesto Corriente	5.500	5.657
Gasto por impuestos corrientes a las ganancias, Neto, Total	190.901	5.657
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	15.867	(142.938)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(7.254)	(36.724)
Gasto por Impuestos Diferidos a las ganancias, Neto, Total	8.613	(179.662)
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	199.514	(174.005)

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	190.901	5.657
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	190.901	5.657
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	8.613	(179.662)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	8.613	(179.662)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	199.514	(174.005)

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	570.974	397.245
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	109.958	112.936
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(22.043)	578
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el Estado de Resultados	232.800	410.225
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(7.216)	(36.725)
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	557	(11.942)
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	(371.460)	(571.250)
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	199.514	(174.005)

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\$ 343.684 al 31 de diciembre de 2009, por M\$ 552.068 al 31 de diciembre de 2008 y M\$ 764.694 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.

	01-01-2009 al 31-12-2009	01-01-2008 al 31-12-2008
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	3.159.156	2.510.741
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	3.159.156	2.510.741
Promedio Ponderado de Número de Acciones, Básico	185.994.529	185.994.529
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción (\$ por acción)	16,99	13,50

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.

25.2.- Estado de Situación Patrimonial.

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		SubTransmisión		Totales	
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
ACTIVOS						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	157.548	245.954	0	0	157.548	245.954
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	5.196.028	5.193.947	0	0	5.196.028	5.193.947
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	1.257.245	325.569	0	0	1.257.245	325.569
Inventarios	4.464	227.636	0	0	4.464	227.636
Pagos Anticipados	4.293	4.311	0	0	4.293	4.311
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	343.684	552.068	0	0	343.684	552.068
Otros Activos	1.999	8.055	0	0	1.999	8.055
Activos Corrientes en Operación, Corriente	6.965.261	6.557.540	0	0	6.965.261	6.557.540
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	0	183.864	0	0	0	183.864
ACTIVOS CORRIENTES	6.965.261	6.741.404	0	0	6.965.261	6.741.404
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	269.833	367.913	0	0	269.833	367.913
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	2.144	2.876	0	0	2.144	2.876
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	5.913.712	5.468.367	0	0	5.913.712	5.468.367
Activos Intangibles, Neto	53.511	68.889	0	0	53.511	68.889
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13.825.840	13.532.674	4.111.003	4.218.602	17.936.843	17.751.276
Propiedades de Inversión	903.831	735.748	0	0	903.831	735.748
ACTIVOS NO CORRIENTES	20.968.871	20.176.467	4.111.003	4.218.602	25.079.874	24.395.069
TOTAL ACTIVOS	27.934.132	26.917.871	4.111.003	4.218.602	32.045.135	31.136.473

LINEA DE NEGOCIO	Servicio Regulado		SubTransmisión		Totales	
	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS						
Préstamos que Devengan Intereses	5.720.130	285.088	0	0	5.720.130	285.088
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	2.595.589	2.714.972	0	0	2.595.589	2.714.972
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	561.201	878.164	0	0	561.201	878.164
Provisiones	12.406	4.482	0	0	12.406	4.482
Otros Pasivos	49.797	142.860	0	0	49.797	142.860
Ingresos Diferidos	49.534	125.800	0	0	49.534	125.800
Pasivos Acumulados (o Devengados), Total	343.618	299.196	0	0	343.618	299.196
Pasivos Corrientes en Operación	9.332.275	4.450.562	0	0	9.332.275	4.450.562
PASIVOS CORRIENTES	9.332.275	4.450.562	0	0	9.332.275	4.450.562
Préstamos que Devengan Intereses	2.829.898	8.638.152	0	0	2.829.898	8.638.152
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	85.162	86.638	0	0	85.162	86.638
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	22.556	34.804	0	0	22.556	34.804
Provisiones	0	60.160	0	0	0	60.160
Pasivos por Impuestos Diferidos	863.087	854.474	0	0	863.087	854.474
Otros Pasivos	111.318	111.318	0	0	111.318	111.318
Obligación por Beneficios Post Empleo	641.373	556.927	0	0	641.373	556.927
PASIVOS NO CORRIENTES	4.553.394	10.342.473	0	0	4.553.394	10.342.473
Capital Emitido	5.989.319	5.989.319	2.083.868	2.083.868	8.073.187	8.073.187
Otras Reservas	3.796.415	3.416.154	1.134.631	1.188.585	4.931.046	4.604.739
Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)	4.262.729	2.719.363	892.504	946.149	5.155.233	3.665.512
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	14.048.463	12.124.836	4.111.003	4.218.602	18.159.466	16.343.438
PATRIMONIO NETO	14.048.463	12.124.836	4.111.003	4.218.602	18.159.466	16.343.438
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	27.934.132	26.917.871	4.111.003	4.218.602	32.045.135	31.136.473

25.3.- Estado de resultados integrales.

LINEA DE NEGOCIO	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		SubTransmisión		Totales	
	01-01-09 al 31-12-2009	01-01-08 al 31-12-2008						
	M\$							
ESTADO DE RESULTADOS								
Ingresos Ordinarios, Total	27.736.820	22.363.261	1.087.550	1.362.772	825.619	365.460	29.649.989	24.091.493
Costo de Ventas	24.477.664	18.453.129	812.891	1.087.822	0	0	25.290.555	19.540.951
Margen bruto	3.259.156	3.910.132	274.659	274.950	825.619	365.460	4.359.434	4.550.542
Otros Ingresos de Operación, Total	745.287	652.655	0	0	0	0	745.287	652.655
Gastos de Administración	2.517.650	2.563.417	0	0	0	0	2.517.650	2.563.417
Costos Financieros	495.156	448.059	0	0	0	0	495.156	448.059
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	879.613	788.987	0	0	0	0	879.613	788.987
Diferencias de cambio	1.157	(6.690)	0	0	0	0	1.157	(6.690)
Resultados por Unidades de Reajuste	218.886	(691.251)	0	0	0	0	218.886	(691.251)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total	(102.993)	(46.050)	0	0	0	0	(102.993)	(46.050)
Otras Ganancias (Pérdidas)	270.092	100.019	0	0	0	0	270.092	100.019
Ganancia (Pérdida) del Segmento sobre el que se informa (Antes de Impuesto)	2.258.392	1.696.326	274.659	274.950	825.619	365.460	3.358.670	2.336.736
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	199.514	(174.005)	0	0	0	0	199.514	(174.005)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto	2.058.878	1.870.331	274.659	274.950	825.619	365.460	3.159.156	2.510.741
Ganancia (Pérdida)	2.058.878	1.870.331	274.659	274.950	825.619	365.460	3.159.156	2.510.741

Conceptos	Servicios Regulados		Servicios No Regulados		Transmisión		Totales	
	01-01-09 al 31-12-2009	01-01-08 al 31-12-2008						
	M\$							
Ingresos por intereses por Segmento	543.215	473.046	0	0	0	0	543.215	473.046
Depreciación por Segmento	695.409	652.920	0	0	107.599	82.491	803.008	735.411
Amortización por Segmento	18.623	21.679	0	0	0	0	18.623	21.679
EBITDA	3.467.580	2.818.984	274.659	274.950	933.218	447.951	4.675.457	3.541.885

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.

Transmisión: 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.

Nombre del juicio: "EMELARI S.A. con Ilustre Municipalidad de Arica",

Fecha: 12 de noviembre de 2007.
Tribunal: Corte Suprema.
Cuantía: Indeterminada.
Materia: Reclamación para dejar sin efecto la Ordenanza Municipal sobre uso, apoyo e instalación de tendido de redes de propiedad de la Ilustre Municipalidad de Arica o administrados por ella, ubicados en bienes nacionales de uso público.
Estado: Corte de Apelaciones rechazó la reclamación. Se encuentra pendiente la vista del recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema.

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: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Cuantía: Indeterminada.
Materia: Resolución del contrato con indemnización de perjuicios.
Estado: Excepciones dilatorias.

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 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.**

Existe una hipoteca inscrita a fojas 2.421, número 1.165 y una prohibición inscrita a fojas 3.572, número 1.958, ambas del año 1998, que gravan parte del inmueble ubicado en Arica, calle General Manuel Baquedano número 731, inscrito a fojas 3.706 vuelta, número 1.838, del año 1989.

A continuación se presentan los saldos al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos		Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre de los estados financieros	
	Nombre	Relación		Tipo	Valor Contable	31-12-2009	31-12-2008
BancoEstado	EMELARI S.A.	ACREEDOR	HIPOTECA	BIEN RAIZ	2.211.836	893.563	1.144.137

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 período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Arica	1	63	64	64
Total	1	63	64	64

Ciudad	31-12-2008			Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Arica	1	56	57	54
Total	1	56	57	54

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 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 2008 y 2009 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro 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 N° 344, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley N° 18.046, modificada por la Ley N° 20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas.

La mencionada política para EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA 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 N° 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, Emelari 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 EMELARI 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, las cuales se detallan a continuación:

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.

Emelari S.A. ha elegido medir los ítems de propiedades, plantas y equipos 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 arrendos 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:		
	Emelari	VP Relacionadas	Total
	M\$	M\$	M\$
Patrimonio Neto al 01/01/08, PCGA chilenos	12.137.786	0	12.137.786
Deterioro cuentas por cobrar	(33.330)	(14.249)	(47.579)
Provisión avance técnico	0	175	175
Gastos diferidos	(123.136)	(56.051)	(179.187)
Existencias valorización y otros	(2.824)	(543)	(3.367)
Existencias deterioro	(3.190)	(12.300)	(15.490)
Intangibles	0	35.775	35.775
Tasa efectiva obligaciones	10.054	0	10.054
Provisión valor actuarial	(325.776)	(149.642)	(475.418)
Provisiones	(125.313)	(5.078)	(130.391)
Impuestos diferidos	102.598	40.630	143.228
Otros ajustes IFRS	(527.697)	0	(527.697)
Efecto de la transición a las NIIF	(1.028.614)	(161.283)	(1.189.897)
Patrimonio Neto al 01/01/08, NIIF	11.109.172	(161.283)	10.947.889



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:		
	Emelari	VP Relacionadas	Total
	M\$	M\$	M\$
Patrimonio Neto al 31/12/08, PCGA chilenos	13.955.229		13.955.229
Deterioro cuentas por cobrar	(59.408)	(26.581)	(85.989)
Provisión avance técnico	(1.776)	702	(1.074)
Gastos diferidos	1.296	(807)	489
Existencias valorización y otros	(1.275)	(358)	(1.633)
Existencias deterioro	(3.838)	(11.698)	(15.536)
Revaluaciones del activo fijo	4.605.107	1.506.464	6.111.571
Intangibles	0	35.711	35.711
Mayor valor	54.842	0	54.842
Tasa efectiva obligaciones	18.313	3.040	21.353
Provisión valor actuarial	(418.180)	(179.841)	(598.021)
Provisiones	71.247	(1.971)	69.276
Corrección monetaria	(1.630.307)	(306.242)	(1.936.549)
Impuestos diferidos	(480.702)	(120.795)	(601.497)
Otros ajustes IFRS	(663.012)	(1.722)	(664.734)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	1.492.307	895.902	2.388.209
Patrimonio Neto al 31/12/08, NIIF	15.447.536	895.902	16.343.438

CONCILIACION	Efectos sobre el patrimonio de:		
	Emelari	VP	Total
	M\$	M\$	M\$
Resultado al 31/12/08, PCGA chilenos	3.200.821		3.200.821
Deterioro cuentas por cobrar	(26.078)	(12.332)	(38.410)
Provisión avance técnico	(1.776)	527	(1.249)
Gastos diferidos	124.432	55.244	179.676
Existencias valorización y otros	1.549	185	1.734
Existencias deterioro	(648)	602	(46)
Revaluaciones del activo fijo	(135.839)	(6.712)	(142.551)
Intangibles	0	(64)	(64)
Mayor valor	54.842	0	54.842
Tasa efectiva obligaciones	8.259	3.040	11.299
Provisión valor actuarial	(92.403)	(30.199)	(122.602)
Provisiones	(1.069)	3.107	2.038
Corrección monetaria	(644.425)	(306.242)	(950.667)
Impuestos diferidos	222.661	95.816	318.477
Otros ajustes IFRS	(832)	(1.725)	(2.557)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	(491.327)	(198.753)	(690.080)
Resultado al 31/12/08, NIIF	2.709.494	(198.753)	2.510.741

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 31/12/08, PCGA chilenos	245.954
C. Monetaria actividades de la operación	(91.804)
C. Monetaria actividades de financiamineto	88.267
C. Monetaria actividades de Inversión	4.722
Eliminación C. Monetaria	(1.185)
Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados financieros anuales	0
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente al 31/12/08, NIIF	245.954



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 ejercicio (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, plantas 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 N° 550 y N° 566 del año 1985 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

La Sociedad decidió aplicar la política contable descrita en Nota N° 2.5, que permite que, de acuerdo con NIC 16, los activos pueden 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 N° 368 y Oficio Circular N° 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 N° 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 N° 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).

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 ni 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 N. 18.046.

31.5.8.-Impuestos diferidos.

Tal como se describe en la Nota N° 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 N° 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.