



EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2013 y 2012**

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	6
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	8
- Patrimonio Neto y Pasivos	9
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	10
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	11
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	12
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	14
II.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	15
1.- INFORMACION GENERAL.	15
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	15
2.1.- Aspectos regulatorios.	15
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	16
2.3.- Mercado de transmisión de electricidad.	20
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	22
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.	22
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	22
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	24
3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	26
3.5.- Información financiera por segmentos operativos.	27
3.6.- Propiedades, planta y equipo.	27
3.7.- Propiedades de inversión.	28
3.8.- Activos intangibles.	29
3.9.- Costos por intereses.	30
3.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	30
3.11.- Activos financieros.	30
3.12.- Inventarios.	31
3.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	31
3.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	32
3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	32
3.16.- Capital social.	32
3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	32
3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	33
3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	33
3.20.- Beneficios a los empleados.	34
3.21.- Provisiones.	35
3.22.- Subvenciones estatales.	35
3.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	36

	Página
3.24.- Reconocimiento de ingresos.	36
3.25.- Contratos de construcción.	36
3.26.- Distribución de dividendos.	37
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	37
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	37
4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	37
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	38
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	38
5.1.- Riesgo Financiero.	38
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	42
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	42
7.1.- Composición del rubro.	42
7.2.- Estratificación de la cartera.	45
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	46
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	47
7.5.- Provisión y castigos.	47
7.6.- Número y monto de operaciones.	47
8.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	48
8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	49
8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	51
9.- INVENTARIOS.	51
10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	52
11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	52
12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	53
12.1.- Composición del rubro.	53
12.2.- Inversiones en asociadas.	54
12.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.	56
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	56
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	56
13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	58
14.- PLUSVALIA.	58
14.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	59
15.- PROPIEDADES DE INVERSION.	59
15.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	59
15.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	60

	Página
15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	60
16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	60
16.1.- Vidas útiles.	60
16.2.- Detalle de los rubros.	61
16.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	63
16.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	64
16.5.- Costo por intereses.	64
16.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	64
17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	66
17.1.- Activos por impuestos diferidos.	66
17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	66
17.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	66
17.4.- Compensación de partidas.	67
18.- PASIVOS FINANCIEROS.	68
18.1.- Clases de otros pasivos financieros.	68
18.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	69
19.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	70
19.1.- Proveedores de energía.	70
19.2.- Pasivos acumulados (o devengados).	70
20.- OTRAS PROVISIONES.	70
20.1.- Provisiones – saldos.	70
20.2.- Movimiento de las provisiones.	71
21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	72
21.1.- Detalle del rubro.	72
21.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	72
21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	72
21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	73
21.5.- Hipótesis actuariales.	73
22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	73
22.1.- Ingresos diferidos.	74
22.2.- Contratos de construcción.	74
23.- PATRIMONIO NETO.	75
23.1.- Capital suscrito y pagado.	75
23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	75
23.3.- Política de dividendos.	75
23.4.- Dividendos.	76
23.5.- Reservas.	76
23.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	78

	Página
24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	79
24.1.- Ingresos ordinarios.	79
24.2.- Otros ingresos, por función.	79
25.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	79
25.1.- Gastos por naturaleza.	80
25.2.- Gastos de personal.	80
25.3.- Depreciación y amortización.	80
25.4.- Otras ganancias (pérdidas).	81
26.- RESULTADO FINANCIERO.	81
26.1.- Composición unidades de reajuste.	82
27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	82
27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	82
27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	83
27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	84
27.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	84
27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	85
28.- GANANCIAS POR ACCION.	85
29.- INFORMACION POR SEGMENTO.	85
29.1.- Criterios de segmentación.	85
29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	86
29.3.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	87
30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	88
30.1.- Juicios y otras acciones legales.	88
30.2.- Sanciones administrativas.	88
30.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	88
30.4.- Sanciones.	89
30.5.- Restricciones.	89
31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	89
32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	89
33.- MEDIO AMBIENTE.	90
34.- HECHOS POSTERIORES.	90



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Arica S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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.

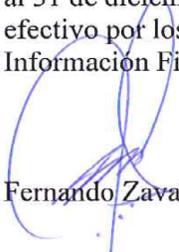
Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



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 2013 y 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.


Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 28 de enero de 2014

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	278.756	436.978
Otros activos no financieros.	11	24.836	15.119
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	7.896.743	8.077.535
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	2.740.277	2.999.766
Inventarios.	9	696	9.378
Activos por impuestos.	10	251.744	171.352
Total activos corrientes		11.193.052	11.710.128
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	87.948	111.918
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	12	6.685.038	6.498.618
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	33.382	46.870
Plusvalía.	14	362.644	362.644
Propiedades, planta y equipo.	16	20.568.903	20.444.631
Propiedad de inversión.	15	1.595.655	1.595.655
Total activos no corrientes		29.333.570	29.060.336
TOTAL ACTIVOS		40.526.622	40.770.464

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	233.100	187.275
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	19	6.770.966	8.429.048
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	193.968	342.888
Otras provisiones.	20	52.369	4.337
Otros pasivos no financieros.	22	96.180	37.214
Total pasivos corrientes		7.346.583	9.000.762
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	8.767.190	8.717.965
Cuentas por pagar.	19	141.453	140.028
Pasivo por impuestos diferidos.	17	968.645	1.072.943
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	571.016	528.269
Otros pasivos no financieros.	22	0	111.318
Total pasivos no corrientes		10.448.304	10.570.523
TOTAL PASIVOS		17.794.887	19.571.285
PATRIMONIO			
Capital emitido.	23	7.959.955	7.959.955
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		8.675.807	6.929.403
Primas de emisión.		113.232	113.232
Otras reservas.		5.982.741	6.196.589
Total patrimonio		22.731.735	21.199.179
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		40.526.622	40.770.464

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	24	26.260.309	24.266.802
Costo de ventas.	25	(20.901.838)	(18.855.329)
Ganancia bruta		5.358.471	5.411.473
Otros ingresos, por función.	24	516.739	503.469
Gasto de administración.	25	(3.027.809)	(2.985.047)
Otras ganancias (pérdidas).	25	88.125	196.059
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		2.935.526	3.125.954
Ingresos financieros.	26	227.908	182.871
Costos financieros.	26	(738.546)	(1.158.291)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	12	517.430	653.150
Resultados por unidades de reajuste.	26	(45.199)	(25.248)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		2.897.119	2.778.436
Gasto por impuestos a las ganancias.	27	(192.549)	(199.123)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		2.704.570	2.579.313
Ganancia (pérdida)		2.704.570	2.579.313
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		2.704.570	2.579.313
Ganancia (pérdida)		2.704.570	2.579.313
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.		14,54	13,87
Ganancia (pérdida) por acción básica.		14,54	13,87

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ganancia (pérdida)		2.704.570	2.579.313
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.		0	879.365
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	21	17.905	0
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.		4.029	50.507
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		21.934	929.872
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		21.934	929.872
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral		0	(333.552)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	27.4	(3.581)	0
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(3.581)	(333.552)
Otro resultado integral		18.353	596.320
Total resultado integral		2.722.923	3.175.633
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		2.722.923	3.175.633
Total resultado integral		2.722.923	3.175.633

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio	
			Superávit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	7.959.955	113.232	4.707.197	279.510	1.209.882	6.196.589	6.929.403	21.199.179	21.199.179
Ajustes de períodos anteriores									
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	7.959.955	113.232	4.707.197	279.510	1.209.882	6.196.589	6.929.403	21.199.179	21.199.179
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).		0					2.704.570	2.704.570	2.704.570
Otro resultado integral.		0	0	14.324	4.029	18.353		18.353	18.353
Total resultado integral	0	0	0	14.324	4.029	18.353	2.704.570	2.722.923	2.722.923
Dividendos.		0				0	(1.190.367)	(1.190.367)	(1.190.367)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(168.702)	0	(63.499)	(232.201)	232.201	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(168.702)	0	(63.499)	(232.201)	(958.166)	(1.190.367)	(1.190.367)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	7.959.955	113.232	4.538.495	293.834	1.150.412	5.982.741	8.675.807	22.731.735	22.731.735

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio	
			Superavit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	7.959.955	113.232	4.362.455	0	1.110.956	5.473.411	6.783.280	20.329.878	20.329.878
Ajustes de períodos anteriores									
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	113.418	78.833	192.251	(192.251)	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	113.418	78.833	192.251	(192.251)	0	0
Patrimonio reexpresado	7.959.955	113.232	4.362.455	113.418	1.189.789	5.665.662	6.591.029	20.329.878	20.329.878
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida).		0					2.579.313	2.579.313	2.579.313
Otro resultado integral.		0	545.813	0	50.507	596.320		596.320	596.320
Total resultado integral	0	0	545.813	0	50.507	596.320	2.579.313	3.175.633	3.175.633
Dividendos.		0				0	(2.306.332)	(2.306.332)	(2.306.332)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(201.071)	166.092	(30.414)	(65.393)	65.393	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(201.071)	166.092	(30.414)	(65.393)	(2.240.939)	(2.306.332)	(2.306.332)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	7.959.955	113.232	4.707.197	279.510	1.209.882	6.196.589	6.929.403	21.199.179	21.199.179

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		31.933.989	31.365.926
Otros cobros por actividades de operación.		310.841	302.625
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(27.751.418)	(24.528.116)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(1.645.624)	(1.428.500)
Otros pagos por actividades de operación.		(581.390)	(894.377)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		335.038	552.892
Intereses recibidos.		181.183	124.549
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(340.483)	284.702
Otras entradas (salidas) de efectivo.		213.761	15.506
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		2.655.897	5.795.207
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas.	7	(1.423.599)	(1.865.002)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		6.600	3.400
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.276.705)	(1.644.490)
Compras de activos intangibles.	13	0	(49.380)
Cobros a entidades relacionadas.	7	1.558.095	624.917
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.135.609)	(2.930.555)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados.		(1.194.510)	(2.295.176)
Intereses pagados.		(484.000)	(417.988)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.678.510)	(2.713.164)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(158.222)	151.488
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(158.222)	151.488
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	436.978	285.490
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		278.756	436.978

EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Arica S.A. (en adelante la “Sociedad” o “Emelari”), es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A. (en adelante la “Sociedad Matriz”).

El controlador de Emel Norte S.A. es Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “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 de 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.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 396 de fecha 28 de enero de 2014, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.

EMELARI participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Arica y Parinacota.

2.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMELARI 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 en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, ha 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. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en los precios y han afectado la oferta de energía.

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.

2.2.- Mercado de distribución de electricidad.

EMELARI participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 67.924 clientes en la Región de Arica y Parinacota, con ventas físicas que alcanzaron a 278 GWh al cierre del ejercicio del 2013.

Contratos de Suministro.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado para los clientes del SING con el generador E-CL el cual entró en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (dic-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. Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución que regirán desde noviembre de 2012 a octubre de 2016.

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

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

El Valor Agregado de Distribución considera:

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

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

El 2 de abril de 2013, fue publicado el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor 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, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Cabe señalar al respecto, que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes de publicación los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Por la misma situación, la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en las unidades físicas de compra también se encuentra pendiente, lo que ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

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.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios al suministro de electricidad, correspondiente al proceso tarifario del cuatrienio 2012-2016.

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.

2.3.- 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, 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 productor industrial (IPP Industrial), 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.

El 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto N°14-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual fijan las tarifas de los sistemas de Subtransmisión y de Transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, que rigen desde enero de 2011 hasta diciembre de 2014.

Adicionalmente, durante el año 2013 se dio inicio al proceso de tarificación del cuatrienio 2015-2018.

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, mantenimiento y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente.

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

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

Demanda.

Los ingresos por subtransmisión están directamente relacionados con la demanda requerida 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.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

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

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, y propiedades de inversión.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

Además, se han efectuado reclasificaciones al patrimonio neto para revelar retrospectivamente los efectos de pérdidas y ganancias actuariales de beneficios definidos, a efectos de dar cumplimiento a lo requerido por la NIC 19 (r).

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2013.

3.2.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la normas internacionales de información financiera”, emitida en marzo de 2012. Añade una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado.

3.2.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se clasifiquen y agrupen evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores. De aplicación obligatoria a contar del 01 de julio de 2012.

- 3.2.3.- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”, emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados.
- 3.2.4.- NIC 27 “Estados financieros separados”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.2.5.- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint ventures”, emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- 3.2.6.- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”: Información a revelar. Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.
- 3.2.7.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial” y la orientación sobre el control y la consolidación de NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 3.2.8.- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 3.2.9.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”, emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma todos los requerimientos de revelaciones en los estados financieros relacionadas con las participaciones en otras entidades, sean estas calificadas como subsidiarias, asociadas u operaciones conjuntas. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.10.- NIIF 13 “Medición del valor razonable”, emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- 3.2.11.- CINIIF 20 “Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto, emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento.

- 3.2.12.- Mejora a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipos”, emitida en mayo de 2012. La modificación aclara que las piezas de repuestos y el equipo auxiliar que cumplen con la definición de propiedades, planta y equipo no son inventarios.
- 3.2.13.- Mejora a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en mayo de 2012. Aclara que una empresa puede aplicar IFRS 1 más de una vez, bajo ciertas circunstancias.
- 3.2.14.- Mejora a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en mayo de 2012. Clarifica requerimientos de información comparativa cuando la entidad presenta una tercera columna de balance.
- 3.2.15.- Mejora a la NIC 32 “Presentación de Instrumentos Financieros”, emitida en mayo de 2012. Clarifica el tratamiento del impuesto a las ganancias relacionado con las distribuciones y costos de transacción.
- 3.2.16.- Mejora a la NIC 34 “Información financiera intermedia”, emitida en mayo de 2012. La modificación aclara los requerimientos de NIC 34 relacionados con la información de los segmentos de operación de los activos y pasivos totales con el fin de aumentar la coherencia con los requerimientos de IFRS 8 “Segmento de operación”. La modificación establece que los activos y pasivos totales para un segmento de operación particular sólo se revelarán cuando las cantidades son medidas por la alta administración con regularidad y hubo un cambio material en la comparación con la información revelada en los estados financieros anteriores para segmento de operación. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”.
- 3.2.17.- Enmiendas a las NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y NIIF 12 “Revelaciones de participaciones en otras entidades”, emitida en junio de 2012. La modificación clarifica las disposiciones transitorias para NIIF 10, indicando que es necesario aplicarla el primer día del período anual en la que se adopta la norma. Por lo tanto, podría ser necesario realizar modificaciones a la información comparativa presentada en dicho período, si es que la evaluación del control sobre inversiones difiere de lo reconocido de acuerdo a NIC 27/SIC 12. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros: Presentación”, emitida en diciembre 2011. Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha del estado financiero y no depender de un acontecimiento futuro. Indica también que debe ser jurídicamente obligante para las contrapartes tanto en el curso normal del negocio, así como también en el caso de impago, insolvencia o quiebra. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada está permitida.

- 3.3.2.- NIIF 9, “Instrumentos financieros”, emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma inicialmente era aplicable a contar del 1 de enero de 2015, sin embargo el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió de publicar la fecha efectiva cuando el proyecto esté más cerca a completarse. Por eso, su fecha de aplicación efectiva está por determinarse y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- Mejora a las NIC 27 “Estados Financieros Separados” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”, emitida en octubre de 2012. Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de inversión. Esta modificación requiere que una entidad de inversión mida esas subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados de acuerdo a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” en sus estados financieros consolidados y separados. Las modificaciones también introducen nuevos requerimientos de información a revelar relativos a entidades de inversión en la NIIF 12 y en la NIC 27. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- CINIIF 21 “Gravámenes”, emitida en mayo de 2013. Esta interpretación de la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”, emitida en mayo de 2013. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida para los períodos en que la entidad ha aplicado la NIIF 13.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”, emitida en junio de 2013. A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los Empleados”, emitida en noviembre de 2013. Está enmienda se aplica a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”, emitida en diciembre de 2013. A través de esta enmienda se clarifican algunos aspectos de la contabilidad de consideraciones contingentes en una combinación de negocios. NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” requiere que la medición subsecuente de una consideración contingente debe realizarse al valor razonable, por lo cual elimina las referencias a IAS 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” u otras NIIF que potencialmente tienen otras bases de valorización que no constituyen el valor razonable. Se deja la referencia a NIIF 9 “Instrumentos Financieros”; sin embargo, se modifica NIIF 9 aclarando que una consideración contingente, sea un activo o pasivo financiero, se mide al valor razonable con cambios en resultados u otros resultados integrales, dependiendo de los requerimientos de ésta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 40 “Propiedades de Inversión”, emitida en diciembre de 2013. A través de esta modificación la enmienda aclara que se requiere de juicio para determinar si la adquisición de propiedades de inversión constituye la adquisición de un activo, un grupo de activos o una combinación de negocios conforme la NIIF 3. El juicio se basa en la orientación de la NIIF 3 más que en la NIC 40, que brinda orientación para determinar si una propiedad es una inversión en propiedades u ocupada por el propietario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que pudiesen aplicar, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.

3.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional de Empresa Eléctrica de Arica S.A. es el peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

3.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo.

3.4.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$/ US \$	CL \$ / UF
31/12/2013	524,61	23.309,56
31/12/2012	479,96	22.840,75

CL \$ Pesos chilenos
 U.F. Unidades de fomento
 US \$ Dólar estadounidense

3.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: venta de energía eléctrica y venta de servicios para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 29.

3.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

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

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

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

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

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 una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

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

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

3.8.- Activos intangibles.

3.8.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado de resultados.

3.8.2.- Servidumbres.

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

3.8.3.- Programas informáticos.

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

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

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

3.9.- Costos por intereses.

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

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

Los activos que tienen una vida útil indefinida no están sujetos a amortización y se someten anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor. Los activos sujetos a depreciación o amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable.

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

3.11.- Activos financieros.

La Sociedad al cierre de estos estados financieros, sólo presenta activos financieros clasificados en préstamos y cuentas por cobrar, que se definen como activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados 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, y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

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

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

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.12.- Inventarios.

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros, 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, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.13.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

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

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. 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 como abono en el estado de resultados.

3.14.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.

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

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

Las inversiones en asociadas del mismo grupo, pasan a ser tratadas como subsidiarias en cuanto a la presentación del valor patrimonial y de la plusvalía por poseer el control dentro del grupo.

3.15.- 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 con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como otros pasivos financieros en el pasivo corriente.

3.16.- 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.

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

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

3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

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

3.20.- Beneficios a los empleados.

3.20.1.- 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 y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.20.2.- 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 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 rendimientos de mercado de bonos 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.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.20.2.- 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

- iii) a su valor presente.

3.20.4.- 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.

3.21.- Provisiones.

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

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

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados 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.

3.22.- Subvenciones estatales.

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

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

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.23.- 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.

3.24.- 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, 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.

3.24.1.- 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 por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.24.2.- Ingresos por intereses.

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

3.25.- 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 físico. 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.

3.26.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas 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.

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 que se describe en la Nota 3.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 14).

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

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

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 21 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad en el mercado de la distribución y transmisión de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

5.1.- 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 en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

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

Al cierre del ejercicio 2013, la deuda financiera de EMELARI alcanzó a M\$ 9.000.290 la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento y pesos.

Tipo de deuda	31/12/2013		31/12/2012	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$.	6.508.661	72,32%	6.470.067	72,65%
Deuda en unidades de fomento.	2.491.629	27,68%	2.435.173	27,35%
Total deuda financiera	9.000.290	100,00%	8.905.240	100,00%

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 negativo de M\$ 49.225.

Períodos de análisis	UF	M\$
31 de diciembre de 2012.	105.000	2.398.279
31 de diciembre de 2013.	105.000	2.447.504
Resultado por Unidad de Reajuste		(49.225)

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\$ 24.475 para el ejercicio recién concluido.

5.1.2.- Riesgo de tasa de interés.

Al cierre de este ejercicio, la deuda financiera de EMELARI se encuentra estructurada en un 100% a tasa variable.

2013	M\$	%
Deuda a tasa fija.	0	0%
Deuda a tasa variable.	9.000.290	100%
Total deuda Financiera	9.000.290	100%

2012	M\$	%
Deuda a tasa fija.	6.469.228	73%
Deuda a tasa variable.	2.436.012	27%
Total deuda Financiera	8.905.240	100%

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\$ 90.003 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en EMELARI 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.

El flujo que genera la deuda financiera de EMELARI se ha estructurado en un 5% a corto plazo y un 95% a largo plazo, mediante créditos bancarios como se indica en el siguiente cuadro:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2013	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	537.015	9.574.920	10.111.935
Total	537.015	9.574.920	10.111.935
Porcentualidad	5%	95%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2012	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	433.472	9.803.761	10.237.233
Total	433.472	9.803.761	10.237.233
Porcentualidad	4%	96%	100%

5.1.4.- Riesgo de crédito deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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.

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 40% 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.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de EMELARI es de aproximadamente 3,8 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 1,13% del total de ingresos operacionales.

Conceptos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	26.260.309	24.266.802
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	8.280.632	8.419.210
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	295.941	229.757
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,8	4,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	1,13%	0,95%

5.1.5.- 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 2013. 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 Sociedad:

Deuda al 31 de diciembre de 2013	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	9.000.290	9.153.901	1,68%
Total pasivo financiero	9.000.290	9.153.901	1,68%

Deuda al 31 de diciembre de 2012	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	8.905.240	8.640.670	-3,06%
Total pasivo financiero	8.905.240	8.640.670	-3,06%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	191.510	365.536
Saldos en bancos.	87.246	71.442
Total efectivo.	278.756	436.978

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no difiere del presentado en los estados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	278.756	436.978
Total		278.756	436.978

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

7.1.1.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, neto.	3.994.753	3.581.843	7.940	24.406
Otras cuentas por cobrar, neto. (*)	3.901.990	4.495.692	80.008	87.512
Total	7.896.743	8.077.535	87.948	111.918

7.1.2.- Detalle de otras cuentas por cobrar, neto.

(*) Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	137.557	92.954	80.008	87.512
Anticipo de remuneraciones.	3.142	5.868	0	0
Fondos por rendir.	1.200	1.203	0	0
Sub total	141.899	100.025	80.008	87.512
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	3.744.148	4.376.291	0	0
Otros documentos por cobrar.	6.271	9.978	0	0
Otros.	57.663	9.906	0	0
Provisión de deterioro.	(47.991)	(508)	0	0
Sub total	3.760.091	4.395.667	0	0
Total	3.901.990	4.495.692	80.008	87.512

(*) Ver nota 19.1.

7.1.3.- Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto.

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, bruto.	4.242.703	3.811.092	7.940	24.406
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.949.981	4.496.200	80.008	87.512
Total	8.192.684	8.307.292	87.948	111.918

7.1.4.- Deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales.	247.950	229.249
Otras cuentas por cobrar.	47.991	508
Total	295.941	229.757

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial.	229.757	292.381
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	0	(37.155)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	66.184	(25.469)
Total	295.941	229.757

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

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

La 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° 295 de diciembre de 1996. Las disposiciones de este último, en sus Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 146 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

La Sociedad ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

Clientes del segmento de electricidad: Toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Adicional a lo anterior se establece un porcentaje a las treinta y seis últimas facturaciones móviles incluido IVA, este porcentaje se establece considerando la experiencia de cobranza sobre base histórica que ha tenido la distribuidora. Asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión.

Clientes del segmento de servicios: Toda deuda mayor a 6 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer solo por su parte de capital.

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

31/12/2013	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	2.830.726	1.031.697	192.861	19.923	5.622	5.035	5.315	4.217	4.772	150.475	4.250.643	4.242.703	7.940
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.900.336	0	0	0	0	60	0	0	0	129.593	4.029.989	3.949.981	80.008
Provision deterioro.	(4.782)	(1.975)	(56.352)	(17.882)	(5.058)	(4.505)	(4.788)	(3.786)	(4.260)	(192.553)	(295.941)	(295.941)	0
Total	6.726.280	1.029.722	136.509	2.041	564	590	527	431	512	87.515	7.984.691	7.896.743	87.948

31/12/2012	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total deudores M\$	Total corrientes M\$	Total no corrientes M\$
Deudores comerciales, bruto.	2.510.055	889.523	269.354	14.430	7.674	8.640	5.688	6.900	5.396	117.838	3.835.498	3.811.092	24.406
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.488.649	2.718	1.652	250	0	0	0	0	0	90.443	4.583.712	4.496.200	87.512
Provision deterioro.	(3.577)	(2.588)	(69.401)	(14.203)	(7.491)	(8.443)	(5.521)	(6.769)	(5.295)	(106.469)	(229.757)	(229.757)	0
Total	6.995.127	889.653	201.605	477	183	197	167	131	101	101.812	8.189.453	8.077.535	111.918

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

31/12/2013								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	1.002.488	0	0	0	0	1.002.488	0
Por vencer.	20.229	1.665.660	(2.487)	683	162.578	(2.295)	1.828.238	(4.782)
Sub total por vencer	20.229	2.668.148	(2.487)	683	162.578	(2.295)	2.830.726	(4.782)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días.	20.751	1.026.716	(1.347)	272	4.981	(628)	1.031.697	(1.975)
Entre 31 y 60 días.	5.528	192.119	(55.971)	7	742	(381)	192.861	(56.352)
Entre 61 y 90 días.	203	19.449	(17.504)	4	474	(378)	19.923	(17.882)
Entre 91 y 120 días.	166	5.205	(4.685)	2	417	(373)	5.622	(5.058)
Entre 121 y 150 días.	101	4.587	(4.128)	2	448	(377)	5.035	(4.505)
Entre 151 y 180 días.	100	4.956	(4.460)	3	359	(328)	5.315	(4.788)
Entre 181 y 210 días.	97	4.003	(3.603)	1	214	(183)	4.217	(3.786)
Entre 211 y 250 días.	122	4.388	(3.948)	2	384	(312)	4.772	(4.260)
Más de 250 días.	1.913	99.315	(94.348)	214	51.160	(50.214)	150.475	(144.562)
Sub total vencidos	28.981	1.360.738	(189.994)	507	59.179	(53.174)	1.419.917	(243.168)
Total	49.210	4.028.886	(192.481)	1.190	221.757	(55.469)	4.250.643	(247.950)

31/12/2012								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	1.025.893	0	0	0	0	1.025.893	0
Por vencer.	33.287	1.259.568	(1.889)	4.881	224.594	(1.688)	1.484.162	(3.577)
Sub total por vencer	33.287	2.285.461	(1.889)	4.881	224.594	(1.688)	2.510.055	(3.577)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días.	17.918	881.989	(1.323)	299	7.534	(1.265)	889.523	(2.588)
Entre 31 y 60 días.	6.927	268.590	(69.187)	8	764	(214)	269.354	(69.401)
Entre 61 y 90 días.	430	13.907	(13.768)	7	523	(435)	14.430	(14.203)
Entre 91 y 120 días.	179	6.425	(6.361)	6	1.249	(1.130)	7.674	(7.491)
Entre 121 y 150 días.	181	8.103	(8.022)	5	537	(421)	8.640	(8.443)
Entre 151 y 180 días.	138	5.159	(5.107)	4	529	(414)	5.688	(5.521)
Entre 181 y 210 días.	144	6.415	(6.351)	6	485	(418)	6.900	(6.769)
Entre 211 y 250 días.	148	4.741	(4.694)	11	655	(601)	5.396	(5.295)
Más de 250 días.	1.587	71.123	(67.567)	795	46.715	(38.394)	117.838	(105.961)
Sub total vencidos	27.652	1.266.452	(182.380)	1.141	58.991	(43.292)	1.325.443	(225.672)
Total	60.939	3.551.913	(184.269)	6.022	283.585	(44.980)	3.835.498	(229.249)

7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31/12/2013				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	0	0	0	0
Total	0	0	0	0

31/12/2012				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	3	650	0	0
Total	3	650	0	0

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2013	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada.	55.694	(20.375)
Provisión cartera repactada.	10.490	(5.094)
Total	66.184	(25.469)

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01/01/2013
	N°	31/12/2013
		M\$
Ventas de energía eléctrica.	820.208	23.959.227
Ventas de servicios.	2.124	2.301.082
Total	822.332	26.260.309

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ventas de energía eléctrica.	791.969	22.107.059
Ventas de servicios.	8.492	2.159.743
Total	800.461	24.266.802

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

Las transacciones con empresas relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en el Título XVI de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

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

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

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	886	128	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	524	257	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	1.120	1.080	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	46.977	168.529	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Asesorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	38.937	38.268	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	2.650.793	2.786.072	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	8	48	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1.032	5.384	0	0
TOTALES							2.740.277	2.999.766	0	0

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	51	13	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4	46	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	607	1.088	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	3.451	14.417	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5	9	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	0	14.106	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	55.222	90.399	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	6.438	15.921	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	35.758	49.133	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	81.810	65.098	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	8.126	89.668	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.496	2.990	0	0
TOTALES							193.968	342.888	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2013 31/12/2013		01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	811.227	(811.227)	822.870	(822.870)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	52.120	0	36.814	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	570	(570)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	23.168	0	22.005	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	11.297	11.297	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	735.422	(81.323)	787.018	(112.502)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	45.488	(45.488)	30.774	(30.774)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	96	96	371	371
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	28	28	1	1
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Intereses cobrados	CL \$	4	4	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	1.558.095	0	624.917	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	1.423.599	0	1.865.002	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL \$	181.183	180.399	124.549	128.867
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	143.450	(143.450)	141.128	(141.128)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	719	(719)	6.315	(6.315)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	125	0	44.924	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	347.852	(347.852)	466.468	(466.468)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL \$	20.869	(20.869)	23.174	(23.174)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Servicios recibidos	CL \$	113.163	(113.163)	80.720	(80.720)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Coligante	Venta de energía	CL \$	0	0	1.228	1.228
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	1.965	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	5.809	5.809	5.711	5.711
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	7.828	0	18.994	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	61.967	(61.967)	68.301	(68.301)
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL \$	211.104	211.104	207.508	207.508
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL \$	4.056	4.056	4.024	4.024
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Intereses cobrados	CL \$	22	22	8	8
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	28.966	(28.966)	30.172	(30.172)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	36.936	(36.936)	55.518	(55.518)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	528	(150)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	5.455	5.455	10.811	10.811
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	12.020	12.020	13.378	13.378
TOTALES						5.842.068	(1.261.670)	5.495.766	(1.466.755)

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de EMELARI S.A. lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 24 de fecha 14 de marzo 2012, se eligió el directorio de la Sociedad, de acuerdo a lo siguiente:

Rafael Pablo Salas Cox	Presidente del Directorio
Eduardo Rafael Morandé Montt	Vicepresidente del Directorio
Jorge Eduardo Marín Correa	Director
José Luis Hornauer Herrmann	Director
Andrés Pérez Cruz	Director

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone el gerente general, cuatro gerentes de área y diez subgerentes.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

En artículo décimo tercero de los estatutos sociales establece que el cargo de Director no es remunerado.

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del gerente zonal, incluida la indemnización por años de servicios asciende a M\$ 77.051 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, (M\$ 85.290 en el mismo ejercicio de 2012).

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

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Trabajos en curso.	696	9.378	0	0
Total	696	9.378	0	0

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	531.868	453.143	0	0
Créditos al impuesto.	20.386	26.668	0	0
Incentivo al desarrollo regiones extremas - Ley Arica.	282.984	248.837	0	0
Subtotal activos por impuestos	835.238	728.648	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(583.494)	(557.296)	0	0
Subtotal pasivos por impuestos	(583.494)	(557.296)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	251.744	171.352	0	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos pagados por anticipado.	21.903	14.051	0	0
Garantías de arriendo.	2.933	1.068	0	0
Total	24.836	15.119	0	0

12.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.

12.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2013

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2013 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$
Inversiones en asociadas.	6.498.617	517.430	(335.038)	4.029	6.685.038
Total	6.498.617	517.430	(335.038)	4.029	6.685.038

Al 31 de diciembre de 2012

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Inversiones en asociadas.	6.347.852	653.150	(552.892)	50.508	6.498.618
Total	6.347.852	653.150	(552.892)	50.508	6.498.618

12.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2013 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	13,12198%	5.625.016	457.009	(322.663)	4.029	5.763.391
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,00000%	5,00000%	873.602	60.420	(12.375)	0	921.647
Total					6.498.618	517.429	(335.038)	4.029	6.685.038

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	13,12198%	5.516.929	593.215	(521.954)	36.826	5.625.016
Transemel S.A.	Chile	CL \$	5,00000%	5,00000%	830.923	59.935	(30.938)	13.682	873.602
Total					6.347.852	653.150	(552.892)	50.508	6.498.618

12.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31/12/2013												
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	13,12198%	16.978.705	71.225.536	88.204.241	17.644.968	26.637.616	44.282.584	43.921.657	84.042.763	(80.559.985)	3.482.778	3.482.778	30.702	3.513.480
Transemel S.A.	5,00000%	1.718.538	31.742.474	33.461.012	15.028.064	0	15.028.064	18.432.948	4.025.523	(2.817.116)	1.208.407	1.208.407	0	1.208.407
Total		18.697.243	102.968.010	121.665.253	32.673.032	26.637.616	59.310.648	62.354.605	88.068.286	(83.377.101)	4.691.185	4.691.185	30.702	4.721.887

Saldos 31 de diciembre de 2012.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31/12/2012												
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	13,12198%	23.498.461	69.325.850	92.824.311	30.141.519	19.815.667	49.957.186	42.867.125	72.191.361	(67.670.585)	4.520.776	4.520.776	280.642	4.801.418
Transemel S.A.	5,00000%	1.381.503	27.779.265	29.160.768	5.597.784	6.090.943	11.688.727	17.472.041	3.662.775	(2.464.080)	1.198.695	1.198.695	273.626	1.472.321
Total		24.879.964	97.105.115	121.985.079	35.739.303	25.906.610	61.645.913	60.339.166	75.854.136	(70.134.665)	5.719.471	5.719.471	554.268	6.273.739

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

Al 31 de diciembre de 2013.

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 31/12/2013 M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	23.725.188	400,00	9.490.075
Total						9.490.075

Al 31 de diciembre de 2012.

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 31/12/2012 M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	13,12198%	23.725.188	420,00	9.964.579
Total						9.964.579

Transemel S.A., es una sociedad anónima cerrada, por lo tanto, no cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores.

13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por servidumbres de paso y programas informáticos. Su detalle al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles	31/12/2013		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	784.229	(751.975)	32.254
Otros activos intangibles identificables.	1.128	0	1.128
Total	785.357	(751.975)	33.382

Activos Intangibles	31/12/2012		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	784.229	(738.487)	45.742
Otros activos intangibles identificables.	1.128	0	1.128
Total	785.357	(738.487)	46.870

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es de los intangibles con vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles de vida finita.	751.975	738.487
Total	751.975	738.487

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31/12/2013		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	45.742	1.128	46.870
Amortización.	(13.488)	0	(13.488)
Cambios, total	(13.488)	0	(13.488)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	32.254	1.128	33.382

Movimientos en activos intangibles	31/12/2012		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	17.918	1.128	19.046
Adiciones.	49.380	0	49.380
Amortización.	(21.556)	0	(21.556)
Cambios, total	27.824	0	27.824
Saldo al 31 de diciembre de 2012	45.742	1.128	46.870

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31/12/2013	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	1.128	Indefinida
Total	1.128	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Gastos de administración.	13.488	21.556
Total	13.488	21.556

13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

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

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2012		Movimientos 2013
					Saldo al 01/01/2012	Saldo al 31/12/2012	Saldo al 31/12/2013
					M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	23/01/1995	Emelari S.A.	Sin relación	362.644	362.644	362.644
Totales					362.644	362.644	362.644

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

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por la Sociedad para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB y IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, planta y equipo.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos, aplicadas en la última evaluación al 31 de diciembre de 2013 fluctúan entre un 9% y un 11%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2013.

15.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo Inicial	1.595.655	1.034.443
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	0	491.291
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	69.921
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor	0	561.212
Total	1.595.655	1.595.655

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable de las propiedades de inversión, son evaluadas y efectuadas en forma anual.

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	1.595.655	1.595.655
Total	1.595.655	1.595.655

15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	263.461	240.181

16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.
16.1.- Vidas útiles.

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

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

16.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	517.090	323.988
Terrenos.	1.432.680	1.432.680
Edificios.	2.109.603	2.191.358
Planta y equipo.	15.533.525	15.469.540
Subestaciones de poder.	3.369.099	3.321.949
Lineas de transporte energía.	104.939	97.095
Subestaciones de distribución.	2.491.581	2.395.707
Lineas y redes de media y baja tensión.	9.136.715	9.175.994
Medidores.	431.191	478.795
Equipamiento de tecnología de la información	5.011	9.343
Instalaciones fijas y accesorios	576.486	587.367
Equipos de comunicaciones.	87.780	68.751
Herramientas.	231.885	235.256
Muebles y útiles.	49.391	58.700
Instalaciones y accesorios diversos.	207.430	224.660
Vehículos de motor.	175.214	66.976
Otras propiedades, planta y equipo.	219.294	363.379
Total	20.568.903	20.444.631

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	517.090	323.988
Terrenos.	1.432.680	1.432.680
Edificios.	2.749.503	2.749.503
Planta y equipo.	23.520.982	23.134.712
Subestaciones de poder.	4.175.385	4.014.664
Lineas de transporte energía.	127.046	116.077
Subestaciones de distribución.	3.838.199	3.741.543
Lineas y redes de media y baja tensión.	13.913.778	13.823.888
Medidores.	1.466.574	1.438.540
Equipamiento de tecnología de la información	43.280	58.441
Instalaciones fijas y accesorios	1.298.752	1.318.204
Equipos de comunicaciones.	198.976	165.745
Herramientas.	588.113	634.790
Muebles y útiles.	119.296	124.984
Instalaciones y accesorios diversos.	392.367	392.685
Vehículos de motor.	514.018	395.064
Otras propiedades, planta y equipo.	219.294	363.379
Total	30.295.599	29.775.971

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Edificios.	639.900	558.145
Planta y equipos.	7.987.457	7.665.172
Subestaciones de poder.	806.286	692.715
Líneas de transporte energía.	22.107	18.982
Subestaciones de distribución.	1.346.618	1.345.836
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.777.063	4.647.894
Medidores.	1.035.383	959.745
Equipamiento de tecnología de la información	38.269	49.098
Instalaciones fijas y accesorios	722.266	730.837
Equipos de comunicaciones.	111.196	96.994
Herramientas.	356.228	399.534
Muebles y útiles.	69.905	66.284
Instalaciones y accesorios diversos.	184.937	168.025
Vehículos de motor.	338.804	328.088
Total	9.726.696	9.331.340

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento año 2013	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	323.988	1.432.680	2.191.358	15.469.540	9.343	587.367	66.976	363.379	20.444.631
Cambios									
Adiciones.	1.130.434	0	0	0	0	0	0	(83.302)	1.047.132
Desapropiaciones.	0	0	0	0	0	0	(4.128)	0	(4.128)
Retiros.		0	0	(177.881)	0	(6.118)	0	0	(183.999)
Gasto por depreciación.			(81.755)	(532.732)	(4.386)	(83.387)	(32.473)	0	(734.733)
Otros incrementos (decrementos).	(937.332)	0	0	774.598	54	78.624	144.839	(60.783)	0
Total cambios	193.102	0	(81.755)	63.985	(4.332)	(10.881)	108.238	(144.085)	124.272
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	517.090	1.432.680	2.109.603	15.533.525	5.011	576.486	175.214	219.294	20.568.903

Movimiento al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento año 2012	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	149.737	764.295	2.509.445	14.701.422	6.974	575.830	94.147	736.208	19.538.058
Cambios									
Adiciones.	1.392.490	0	0	0	0	0	0	18.094	1.410.584
Desapropiaciones.	0	0	0	0	0	0	(3.018)	0	(3.018)
Transferencias a (desde) propiedades de inversión.			(491.291)						(491.291)
Retiros.		0	0	(162.044)	(36)	(5.768)	0	(28.284)	(196.132)
Gasto por depreciación.			(68.460)	(523.552)	(2.192)	(74.578)	(24.153)	0	(692.935)
Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro de valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto.		668.385	210.980	0	0	0	0	0	879.365
Otros incrementos (decrementos).	(1.218.239)	0	30.684	1.453.714	4.597	91.883	0	(362.639)	0
Total cambios	174.251	668.385	(318.087)	768.118	2.369	11.537	(27.171)	(372.829)	906.573
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	323.988	1.432.680	2.191.358	15.469.540	9.343	587.367	66.976	363.379	20.444.631

16.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

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

16.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

16.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como 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, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución de energía 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 especializados.

En el caso de los bienes de distribución de energía eléctrica que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno 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 el 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 como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

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

Durante el ejercicio 2012 se revaluó los terrenos y edificios de la Sociedad, no existiendo indicios de variaciones relevantes para el segmento Eléctrico. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2012 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 879.365.- el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013 asciende al valor de M\$ 5.673.119.-

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Terrenos.	457.714	457.463
Edificios.	1.264.373	1.296.791
Planta y equipo.	11.680.602	11.455.327
Total	13.402.689	13.209.581

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	5.883.995	5.255.969
Ajustes de revaluación.	0	879.365
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluado.	(50.074)	(60.930)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluado.	(160.802)	(190.409)
Movimiento del ejercicio	(210.876)	628.026
Total	5.673.119	5.883.995

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcción en curso.	517.090	323.988
Equipamiento de tecnologías de la información.	5.011	9.343
Instalaciones fijas y accesorios.	576.486	587.368
Vehículos de motor.	175.214	66.976
Otras propiedades, planta y equipo.	219.294	363.380
Total	1.493.095	1.351.055

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a intangibles.	26	20
Relativos a acumulaciones (o devengos).	21.685	10.339
Relativos a provisiones.	394.641	362.151
Relativos a otros.	14.118	13.938
Total	430.470	386.448

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.

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	264.491	282.592
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	1.134.624	1.176.799
Total	1.399.115	1.459.391

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	386.448	236.769
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	44.022	60.220
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	89.459
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	44.022	149.679
Total	430.470	386.448

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	1.459.391	1.087.561
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(60.276)	129.702
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	242.128
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(60.276)	371.830
Total	1.399.115	1.459.391

17.4.- Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están 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	31/12/2013			31/12/2012		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	430.470	(430.470)	0	386.448	(386.448)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(1.399.115)	430.470	(968.645)	(1.459.391)	386.448	(1.072.943)
Total	(968.645)	0	(968.645)	(1.072.943)	0	(1.072.943)

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31/12/2013		31/12/2012	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	188.975	6.319.686	150.381	6.319.686
Préstamos bancarios.	UF	44.125	2.447.504	36.894	2.398.279
Total préstamos bancarios		233.100	8.767.190	187.275	8.717.965
Total		233.100	8.767.190	187.275	8.717.965

CL\$: Pesos chilenos.
UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	31/12/2013	más de 2 hasta 3 años	31/12/2013
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Sin garantía	162.335	162.335	5.428.805	5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,77%	6,77%	Con garantía	26.640	26.640	890.881	890.881
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	4,16%	4,16%	Sin garantía	44.125	44.125	2.447.504	2.447.504
Totales								233.100	233.100	8.767.190	8.767.190

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	31/12/2012	más de 3 hasta 5 años	31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,42%	5,42%	Sin garantía	129.957	129.957	5.428.805	5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	7,20%	5,42%	Con garantía	20.424	20.424	890.881	890.881
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	3,55%	3,55%	Sin garantía	36.894	36.894	2.398.279	2.398.279
Totales								187.275	187.275	8.717.965	8.717.965

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	5.552.902	7.271.318	0	0
Retenciones.	434.895	373.853	0	0
Dividendos por pagar.	56.864	58.961	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	356.697	341.498	0	0
Proveedores no energéticos.	198.803	252.678	0	0
Acreedores varios.	146.183	108.789	141.453	140.028
Otros.	24.622	21.951	0	0
Total	6.770.966	8.429.048	141.453	140.028

19.1.- Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto Núm. 14 de fecha 14 de febrero de 2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes la reliquidación de dicho decreto y la publicación de los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

19.2.- Pasivos acumulados (o devengados). (**)

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Vacaciones del personal.	97.355	87.664	0	0
Bonificaciones de feriados	51.550	49.413	0	0
Participación sobre resultados.	207.792	204.421	0	0
Total	356.697	341.498	0	0

20.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	52.369	4.337	0	0
Total	52.369	4.337	0	0

20.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo (detalle de juicios en Nota 30).

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31/12/2013 M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	4.337	4.337
Provisiones adicionales.	56.508	56.508
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	8.465	8.465
Provisión utilizada.	(16.941)	(16.941)
Total cambio en provisiones	48.032	48.032
Saldo al 31 de diciembre de 2013	52.369	52.369

Saldos al 31 diciembre de 2012.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales	Total al
	M\$	31/12/2012 M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	20.692	20.692
Provisiones adicionales.	52.500	52.500
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(6.718)	(6.718)
Provisión utilizada.	(9.637)	(9.637)
Reversión de provisión no utilizada.	(52.500)	(52.500)
Total cambio en provisiones	(16.355)	(16.355)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	4.337	4.337

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	571.016	528.269
Total	0	0	571.016	528.269

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	528.269	629.701
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	59.929	42.903
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	15.848	18.891
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(17.904)	(149.771)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(15.126)	(13.455)
Total cambios en provisiones	42.747	(101.432)
Total	571.016	528.269

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	571.016	528.269
Total	571.016	528.269

21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados
	01/01/2013	01/01/2012	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	59.929	42.903	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	15.848	18.991	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	(17.905)	(149.771)	Otras ganancias (pérdidas)
Total	57.872	(87.877)	

21.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	3,00%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2013, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, la Sociedad contrato a Seacsa, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	57.750	(53.386)

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos. (*)	96.180	37.214	0	111.318
Total	96.180	37.214	0	111.318

22.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	78.392	7.122	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	1.771	136	0	0
Otros ingresos diferidos.	16.017	29.956	0	111.318
Total	96.180	37.214	0	111.318

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	148.532	336.496
Adiciones.	728.726	520.775
Imputación a resultados.	(781.078)	(708.739)
Total	96.180	148.532

22.2.- Contratos de construcción.

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

22.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	510.960	443.705
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(319.943)	(274.494)
Total	191.017	169.211

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

Detalle	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	245.321	48.628
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	78.392	7.122

22.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	190.005	63.275	PER - FNDR
Bonificación a mano de obra - DL_889.	8.278	8.791	Subvención
Incentivo al desarrollo Regiones extremas - Ley Arica.	230.877	248.837	Crédito Impuesto

23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 7.959.955.

23.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el capital de Emelari S.A., está representado por 185.994.529, acciones sin valor nominal.

<

23.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 08 de abril de 2013, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2013.

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

23.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad N°24, celebrada el 14 de marzo de 2012, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 89 de \$ 2,8.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011 el cual se pagó con fecha 10 de abril de 2012, por un total de M\$ 520.785.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 375, celebrada el 22 de mayo de 2012, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 90 de \$ 3,7.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2012, por un total de M\$ 688.179.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 378, celebrada el 29 de agosto de 2012, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 91 de \$ 2,9.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 el cual se pagó con fecha 21 de septiembre de 2012, por un total de M\$ 539.384.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 381 celebrada el 21 de noviembre de 2012, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 92 de \$ 3,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012 el cual se pagó con fecha 19 de diciembre de 2012, por un total de M\$ 557.984.-

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad N°25 celebrada el 04 de abril de 2013, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 93 de \$ 0,4.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 18 de abril de 2013, por un total de M\$ 74.400.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 388 celebrada el 28 de mayo de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 94 de \$ 2,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2013, por un total de M\$ 371.989.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 391 celebrada el 27 de agosto de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 95 de \$ 2,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 16 de septiembre de 2013, por un total de M\$ 371.989.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 394 celebrada el 19 de noviembre de 2013, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 96 de \$ 2,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 17 de diciembre de 2013, por un total de M\$ 371.989.-

23.5.- Reservas.

En el ítem de otras reservas dentro del patrimonio, se incluyen los siguientes conceptos:

23.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2012 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 703.492. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 4.538.495, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ (168.702).

23.5.2.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

De acuerdo a NIC 19 (r), el efecto acumulado al 1 de enero de 2012 y 1 de enero de 2013 asciende a M\$ 192.251 y M\$ 408.178, respectivamente, los cuales se encuentran reclasificados retrospectivamente de acuerdo a lo dispuesto por la citada norma, neto de impuestos diferidos. El saldo acumulado al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 293.834.

23.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluye:

- 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. El monto por este concepto asciende a M\$ (650.538).
- b) Utilidad por venta de acciones en proceso de reorganización de la ex-Sociedad Matriz, por un monto de M\$ 70.430.
- c) Otras reservas legales y estatutarias por un monto de M\$ 191.608.
- d) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 1.406.214.
- e) Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 132.698.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2013	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancias (pérdidas) después de impuestos	0	0	2.704.570	0	0	2.704.570
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	17.905	(3.581)	14.324	17.905	(3.581)	14.324
Total movimientos del ejercicio	17.905	(3.581)	14.324	17.905	(3.581)	14.324
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	5.036	(1.007)	4.029	5.036	(1.007)	4.029
Total movimientos del ejercicio	5.036	(1.007)	4.029	5.036	(1.007)	4.029
Total resultado integral			2.722.923			2.722.923

Movimientos al 31 de diciembre de 2012.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2012	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancias (pérdidas) después de impuestos	0	0	2.579.313	0	0	2.579.313
Reservas por revaluación						
Otro resultado integral, ganancias (pérdidas) por revaluación.	879.365	(333.552)	545.813	879.365	(333.552)	545.813
Total movimientos del ejercicio	879.365	(333.552)	545.813	879.365	(333.552)	545.813
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	50.507	0	50.507	50.507	0	50.507
Total movimientos del ejercicio	50.507	0	50.507	50.507	0	50.507
Total resultado integral			3.175.633			3.175.633

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

24.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ventas	23.331.005	21.506.045
Venta de energía.	23.323.803	21.496.330
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	7.202	9.715
Prestaciones de servicios	2.929.304	2.760.757
Recargos regulados, peajes y transmisión.	957.132	921.822
Arriendo de equipos de medida.	192.970	185.596
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	71.383	117.774
Apoyos en postación.	144.962	144.105
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	1.235.628	1.053.202
Otras prestaciones.	327.229	338.258
Total	26.260.309	24.266.802

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	285.539	256.703
Ingresos por factor de potencia.	231.200	246.766
Total	516.739	503.469

25.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 que se adjunta, se descomponen como se indica en 25.1, 25.2, 25.3 y 25.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Costo de venta.	20.901.838	18.855.329
Costo de administración.	3.027.809	2.985.047
Total	23.929.647	21.840.376

25.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2013	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Compra de energía.	18.027.548	16.056.753
Gastos de personal.	1.623.552	1.495.874
Gastos de operación y mantenimiento.	1.289.827	1.322.429
Gastos de administración.	2.240.499	2.250.829
Depreciación.	734.733	692.935
Amortización.	13.488	21.556
Total	23.929.647	21.840.376

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2013	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.092.032	1.073.704
Beneficios a corto plazo a los empleados.	269.166	235.292
Otros beneficios a largo plazo.	65.796	83.676
Otros gastos de personal.	196.558	103.202
Total	1.623.552	1.495.874

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2013	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	709.249	668.334
Gasto de administración.	25.484	24.601
Total depreciación	734.733	692.935
Amortización		
Gasto de administración.	13.488	21.556
Total amortización	13.488	21.556
Total	748.221	714.491

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(183.999)	(196.132)
Venta de chatarra.	51.608	0
Venta de propiedades, planta y equipo.	2.472	382
Compensación términos de contratos.	(47.991)	0
Juicios o arbitrajes.	(59.029)	29.900
Otras ganancias (pérdidas).	264.564	291.988
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	0	69.921
Aportes de terceros para financiar obras propias.	60.500	0
Total	88.125	196.059

26.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros y resultados por unidades de reajustes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación:

Resultado financiero	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	44.652	50.855
Otros ingresos financieros.	183.256	132.016
Total ingresos financieros	227.908	182.871
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(529.492)	(444.850)
Otros gastos.	(209.054)	(713.441)
Total costos financieros	(738.546)	(1.158.291)
Total resultados por unidades de reajuste (*)	(45.199)	(25.248)
Total	(555.837)	(1.000.668)

26.1.- Composición unidades de reajuste. (*)

(*) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	5	5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	177	710
Activos por impuestos.	6.484	33.936
Total unidades de reajuste por activos	6.666	34.651
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(49.559)	(57.743)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	(872)	(441)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(9)	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.425)	(1.715)
Total unidades de reajuste por pasivos	(51.865)	(59.899)
Total unidades de reajuste neto	(45.199)	(25.248)

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 192.549 y un cargo por M\$ 199.123 en el mismo ejercicio de 2012.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(564.549)	(546.792)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	264.122	236.268
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(300.427)	(310.524)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	107.878	106.229
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos.	0	5.010
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores.	0	162
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	107.878	111.401
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(192.549)	(199.123)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(300.427)	(310.524)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(300.427)	(310.524)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	107.878	111.401
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	107.878	111.401
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(192.549)	(199.123)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	2.897.119		2.778.436	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(579.424)	20,0%	(555.687)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación.	79.926	-2,8%	110.439	-4,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable.	42.828	-1,5%	4.847	-0,2%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas.	0	0,0%	5.010	-0,2%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	264.121	-9,1%	236.268	-8,5%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	386.875	-13,4%	356.564	-12,9%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(192.549)	6,6%	(199.123)	7,1%

27.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01/01/2013 31/12/2013			01/01/2012 31/12/2012		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	0	0	879.365	(333.552)	545.813
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	4.029	0	4.029	50.507	0	50.507
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	17.905	(3.581)	14.324	0	0	0
Total		(3.581)			(333.552)	

27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	1.659.016	1.590.392

28.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ganancias (pérdidas) atribuible a los propietarios de la controladora.	2.704.570	2.579.313
Ganancias (pérdidas) por acción básica y diluidas en operaciones	14,54	13,87
Cantidad de acciones	185.994.529	185.994.529

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

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

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución y transmisión eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver Nota 3.5.-).

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de resultados por función y flujo de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ventas de energía eléctrica		Ventas de servicios		Total	
	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23.959.227	22.107.059	2.301.082	2.159.743	26.260.309	24.266.802
Costo de ventas.	(20.091.383)	(18.154.743)	(810.455)	(700.586)	(20.901.838)	(18.855.329)
Ganancia bruta	3.867.844	3.952.316	1.490.627	1.459.157	5.358.471	5.411.473
Otros ingresos, por función.	516.739	503.469	0	0	516.739	503.469
Gasto de administración.	(3.027.809)	(2.985.047)	0	0	(3.027.809)	(2.985.047)
Otras ganancias (pérdidas).	88.125	196.059	0	0	88.125	196.059
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	1.444.899	1.666.797	1.490.627	1.459.157	2.935.526	3.125.954
Ingresos financieros.	227.908	182.871	0	0	227.908	182.871
Costos financieros.	(738.546)	(1.158.291)	0	0	(738.546)	(1.158.291)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	517.430	653.150	0	0	517.430	653.150
Resultados por unidades de reajuste.	(45.199)	(25.248)	0	0	(45.199)	(25.248)
Ganancias (pérdidas) antes de impuesto	1.406.492	1.319.279	1.490.627	1.459.157	2.897.119	2.778.436
Gasto por impuestos a las ganancias.	105.576	92.708	(298.125)	(291.831)	(192.549)	(199.123)
Ganancias (pérdidas) procedente de operaciones continuadas.	1.512.068	1.411.987	1.192.502	1.167.326	2.704.570	2.579.313
Ganancias (pérdidas)	1.512.068	1.411.987	1.192.502	1.167.326	2.704.570	2.579.313
Ganancias (pérdidas) atribuible a						
Ganancias (pérdidas) atribuible a los propietarios de la controladora.	1.512.068	1.411.987	1.192.502	1.167.326	2.704.570	2.579.313
Ganancias (pérdidas)	1.512.068	1.411.987	1.192.502	1.167.326	2.704.570	2.579.313
Depreciación.	734.733	692.935	0	0	734.733	692.935
Amortización.	13.488	21.556	0	0	13.488	21.556
EBITDA	2.104.995	2.185.229	1.490.627	1.459.157	3.595.622	3.644.386

29.3.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Ventas de energía eléctrica		Ventas de servicios		Total	
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	2.655.897	5.795.207	0	0	2.655.897
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	134.496	(1.240.085)	(1.270.105)	(1.690.470)	(1.135.609)	(2.930.555)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(1.678.510)	(2.713.164)	0	0	(1.678.510)	(2.713.164)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	1.111.883	1.841.958	(1.270.105)	(1.690.470)	(158.222)	151.488
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.111.883	1.841.958	(1.270.105)	(1.690.470)	(158.222)	151.488
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.	436.978	285.490	0	0	436.978	285.490
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	1.548.861	2.127.448	(1.270.105)	(1.690.470)	278.756	436.978

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

30.1.01.-	Nombre del Juicio:	“Yampara Ortiga y otros con Emelari y otros”.
	Fecha:	01 de abril de 2011.
	Tribunal:	6° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	27.343-2011.
	Materia:	Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
	Cuantía:	M\$ 808.900.
	Estado:	Estado del proceso no permite estimar como probable que la sociedad resulte obligada en los términos demandados.

30.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la sociedad por montos iguales o superiores a M\$ 20.000.-

30.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

30.3.1.- Con fecha 26 de enero de 2012, Emelari fue notificada del ordinario N° 743, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción de suministro de fecha 20 de noviembre de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emelari presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuando la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 28 de mayo de 2013 rechazó el recurso de protección referido. Con fecha 3 de junio de 2013, se presentó un recurso de apelación, el que fue rechazado por sentencia del 5 de septiembre de 2013. Por este concepto se abonó a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 16.476.

30.3.2.- Con fecha 3 de agosto de 2012, Emelari fue notificada del ordinario N° 7.409, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción de suministro ocurrida el 19 junio de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1501, el cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012, se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 9 de enero de 2013. Esta sentencia fue confirmada por la Corte Suprema por resolución de fecha 12 de marzo de 2013. Por este concepto se abonó a la cuenta de los clientes la suma de M\$ 31.091.

30.4.- Sanciones.

30.4.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el período terminado al 31 de diciembre de 2013.

30.4.2.- De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

30.5.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

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

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

32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31/12/2013			Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Arica.	0	64	64	64
Total	0	64	64	64

Subsidiaria / área	31/12/2012			Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Total	
Arica.	1	65	66	66
Total	1	65	66	66

Los gerentes y ejecutivos de la Sociedad pertenecen a Emel Norte S.A., la cual presta servicios de asesoría gerencial de acuerdo a contrato suscrito entre las partes.

33.- 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 2013 y 2012 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

34.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2013, fecha de cierre de los estados financieros, y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.