



EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados
al 30 de junio de 2015 y 2014

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

INDICE

	Página
I.- INFORME DE REVISION LIMITADA DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	7
II.- ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIETRA CLASIFICADO.	
- Activos	9
- Patrimonio Neto y Pasivos	10
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.	11
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.	12
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	13
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	15
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	16
1.- INFORMACION GENERAL.	16
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	16
2.1.- Aspectos regulatorios.	16
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	17
2.3.- Mercado de transmisión de electricidad.	21
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.	23
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	25
3.5.- Información financiera por segmentos operativos.	26
3.6.- Propiedades, planta y equipo.	26
3.7.- Propiedades de inversión.	27
3.8.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	28
3.9.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.	28
3.10.- Costos por Intereses.	29
3.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	29
3.12.- Activos financieros.	29
3.13.- Inventarios	30
3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	30
3.15.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	31
3.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	31
3.17.- Capital social.	31
3.18.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	31
3.19.- Préstamos y otros pasivos financieros.	31
3.20.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	32
3.21.- Beneficios a los empleados.	32
3.22.- Provisiones.	33
3.23.- Subvenciones estatales.	34
3.24.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	34

	Página
3.25.- Reconocimiento de Ingresos.	34
3.26.- Contratos de construcción.	35
3.27.- Distribución de dividendos.	35
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	35
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	35
4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	36
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	36
4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos Decreto 14 del Ministerio de Energía – Tarifas Subtransmisión.	36
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	38
5.1.- Riesgo financiero.	38
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	41
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	41
7.1.- Composición del rubro.	41
7.2.- Estratificación de la cartera.	45
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	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
13.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	56
13.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	56
14.- PLUSVALIA.	58
15.- PROPIEDADES DE INVERSION.	58
15.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	58
15.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	58
15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	59

	Página
16.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	59
16.1.- Vidas útiles.	59
16.2.- Detalle de los rubros.	60
16.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	62
16.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	63
16.5.- Costo por intereses.	63
16.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	63
17.- DETERIORO DE ACTIVOS.	65
17.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	65
17.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	66
18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	67
18.1.- Activos por impuestos diferidos.	67
18.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	67
18.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	68
18.4.- Compensación de partidas.	68
19.- PASIVOS FINANCIEROS.	69
19.1.- Clases de otros pasivos financieros.	69
19.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	69
20.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	70
20.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	70
20.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	70
21.- OTRAS PROVISIONES.	71
21.1.- Provisiones – saldos.	71
21.2.- Movimiento de las provisiones.	71
22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	72
22.1.- Detalle del rubro.	72
22.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	72
22.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	73
22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	73
22.5.- Hipótesis actuariales.	73
23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	74
23.1.- Ingresos diferidos.	74
23.2.- Contratos de construcción.	74
24.- PATRIMONIO NETO.	75
24.1.- Capital suscrito y pagado.	75
24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	75
24.3.- Política de dividendos.	76
24.4.- Dividendos.	76
24.5.- Reservas.	76
24.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	77
24.7.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	78

	Página
25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	79
25.1.- Ingresos ordinarios.	79
25.2.- Otros ingresos, por función.	79
26.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	79
26.1.- Gastos por naturaleza.	80
26.2.- Gastos de personal.	80
26.3.- Depreciación y amortización.	80
26.4.- Otras ganancias (pérdidas).	81
27.- RESULTADO FINANCIERO.	81
27.1.- Composición unidades de reajuste.	82
28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	82
28.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	82
28.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	83
28.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	83
28.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	83
28.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	84
29.- GANANCIAS POR ACCION.	84
30.- INFORMACION POR SEGMENTO.	84
30.1.- Criterios de segmentación.	84
30.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	85
30.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	86
30.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	86
31.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	87
31.1.- Juicios y otras acciones legales.	87
31.2.- Sanciones administrativas.	87
31.3.- Sanciones.	87
31.4.- Restricciones.	88
32.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	88
33.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	88
34.- MEDIO AMBIENTE.	89
35.- HECHOS POSTERIORES.	89



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

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

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

Hemos revisado el estado de situación financiera intermedio de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. al 30 de junio de 2015 adjunto y los estados intermedios integral de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminados en esa fecha.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros intermedios. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de **Responsabilidad del auditor**

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros intermedios.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3.1 a los estados financieros intermedios, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, a pesar que fueron preparados sobre bases distintas, los estados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, que se presentan para efectos comparativos, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, han sido registrados en los resultados de ambos períodos.

Otros Asuntos

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2014

Con fecha 20 de enero de 2015, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 que se presenta en los estados financieros intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Estados financieros intermedios al 30 de junio de 2014

Los estados intermedios integral de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2014 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha y sus correspondientes notas, fueron revisados por nosotros y nuestro informe de fecha 29 de julio de 2014 indica que no teníamos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.


Fernando Zavala C.

Santiago, 24 de julio de 2015

EY LTDA.

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2015 (no auditado) y 31 de diciembre de 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	613.964	738.806
Otros activos no financieros.	11	64.325	69.811
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	24.627.552	24.919.879
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	267.129	68.331
Inventarios.	9	37.878	59.389
Activos por impuestos.	10	0	1.186.872
Total activos corrientes		25.610.848	27.043.088
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	134.762	148.982
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	12	13.439.983	13.017.027
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	22.995	34.817
Plusvalía.	14	394.301	394.301
Propiedades, planta y equipo.	16	39.337.096	38.840.220
Propiedad de inversión.	15	151.300	151.300
Total activos no corrientes		53.480.437	52.586.647
TOTAL ACTIVOS		79.091.285	79.629.735

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2015 (no auditado) y 31 de diciembre de 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	279.845	191.113
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	20	6.606.749	9.432.028
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	9.663.571	10.653.393
Otras provisiones.	21	56.067	34.535
Pasivos por impuestos.	10	1.204.702	0
Otros pasivos no financieros.	23	154.173	212.974
Total pasivos corrientes		17.965.107	20.524.043
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	16.440.032	16.475.530
Cuentas por pagar.	20	91.134	90.977
Pasivo por impuestos diferidos.	18	2.452.437	3.924.679
Provisiones por beneficios a los empleados.	22	979.424	1.073.567
Total pasivos no corrientes		19.963.027	21.564.753
TOTAL PASIVOS		37.928.134	42.088.796
PATRIMONIO			
Capital emitido.	24	8.678.041	8.678.041
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	24	18.166.863	14.259.656
Primas de emisión.		104.285	104.285
Otras reservas.	24	14.213.962	14.498.957
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		41.163.151	37.540.939
Total patrimonio		41.163.151	37.540.939
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		79.091.285	79.629.735

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados).

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2015	01/01/2014	01/04/2015	01/04/2014
	al	30/06/2015	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2014
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	25	30.416.825	26.020.088	14.962.749	13.399.245
Costo de ventas	26	(25.426.810)	(21.313.782)	(12.578.066)	(11.135.615)
Ganancia bruta		4.990.015	4.706.306	2.384.683	2.263.630
Otros ingresos, por función.	25	327.565	179.267	243.201	82.145
Gasto de administración.	26	(2.063.702)	(2.572.191)	(858.412)	(1.531.958)
Otras ganancias (pérdidas).	26	16.145	428.325	70.924	189.863
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		3.270.023	2.741.707	1.840.396	1.003.680
Ingresos financieros.	27	945.793	682.775	(59.089)	526.333
Costos financieros.	27	(590.059)	(247.853)	(295.880)	(118.699)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	12	842.245	527.362	331.867	249.631
Diferencias de cambio.				0	0
Resultados por unidades de reajuste.	27	63.378	(476.979)	27.624	(273.713)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		4.531.380	3.227.012	1.844.918	1.387.232
Gasto por impuestos a las ganancias.	28	(371.129)	(620.192)	(299.612)	(352.333)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida)		4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida)		4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancias por acción					
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	29	22,74	14,25	8,45	5,66
Ganancia (pérdida) por acción básica.	29	22,74	14,25	8,45	5,66

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados).

(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2015	01-01-2014	01-04-2015	01-04-2014
	al	30-06-2015	30-06-2014	30-06-2015	30-06-2014
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	24	10.914	15.027	4.217	6.691
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		10.914	15.027	4.217	6.691
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.		2.791	3.918	1.388	2.039
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		2.791	3.918	1.388	2.039
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		13.705	18.945	5.605	8.730
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 planes de beneficios definidos de otro resultado integral	28	(2.947)	(3.005)	(1.139)	(1.338)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(2.947)	(3.005)	(1.139)	(1.338)
Otro resultado integral		10.758	15.940	4.466	7.392
Total resultado integral		4.171.009	2.622.760	1.549.772	1.042.291
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		4.171.009	2.622.760	1.549.772	1.042.291
Total resultado integral		4.171.009	2.622.760	1.549.772	1.042.291

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	8.678.041	104.285	13.353.974	348.947	796.036	14.498.957	14.259.656	37.540.939	37.540.939
Patrimonio reexpresado	8.678.041	104.285	13.353.974	348.947	796.036	14.498.957	14.259.656	37.540.939	37.540.939
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)		0					4.160.251	4.160.251	4.160.251
Otro resultado integral		0	0	10.758	0	10.758		10.758	10.758
Total resultado integral	0	0	0	10.758	0	10.758	4.160.251	4.171.009	4.171.009
Dividendos.						0	(548.798)	(548.798)	(548.798)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(295.753)	0	0	(295.753)	295.754	1	1
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(295.753)	10.758	0	(284.995)	3.907.207	3.622.212	3.622.212
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2015	8.678.041	104.285	13.058.221	359.705	796.036	14.213.962	18.166.863	41.163.151	41.163.151

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados).
 (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 2014	8.678.041	104.285	6.152.242	280.570	3.317.656	9.750.468	15.441.475	33.974.269	33.974.269
Patrimonio reexpresado	8.678.041	104.285	6.152.242	280.570	3.317.656	9.750.468	15.441.475	33.974.269	33.974.269
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)		0					2.606.820	2.606.820	2.606.820
Otro resultado integral		0	0	12.022	3.918	15.940		15.940	15.940
Total resultado integral	0	0	0	12.022	3.918	15.940	2.606.820	2.622.760	2.622.760
Dividendos.		0				0	(3.237.907)	(3.237.907)	(3.237.907)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(202.062)	0	(60.733)	(262.795)	262.795	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(202.062)	12.022	(56.815)	(246.855)	(368.292)	(615.147)	(615.147)
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2014	8.678.041	104.285	5.950.180	292.592	3.260.841	9.503.613	15.073.183	33.359.122	33.359.122

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados).
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	30-06-2015	30-06-2014
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		37.236.817	26.702.074
Otros cobros por actividades de operación.		70.925	38.405
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(32.548.526)	(23.542.862)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(2.046.109)	(2.069.923)
Otros pagos por actividades de operación.		(16.542)	(560.153)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		422.080	473.103
Intereses pagados.		(262.274)	0
Intereses recibidos.		0	109.453
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		604.281	(831.248)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		183.701	525.251
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		3.644.353	844.100
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	8	0	(865.163)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		0	26.200
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.517.618)	(1.560.307)
Cobros a entidades relacionadas.	8	0	5.077.087
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.517.618)	2.677.817
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas.		5.216.926	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(6.701.124)	0
Dividendos pagados.		(545.784)	(3.228.026)
Intereses pagados.		(221.595)	(506.667)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.251.577)	(3.734.693)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(124.842)	(212.776)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(124.842)	(212.776)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	738.806	754.362
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		613.964	541.586

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2015 y 2014.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (en adelante la “Sociedad” o “Eliqsa”) Rut 96.541.870-9, es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Zegers 469 en la ciudad de Iquique en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con fecha 12 de enero de 1989, en la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0335 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

La Sociedad Matriz de Eliqsa es Emel Norte S.A.(Emel S.A.), la cual es controlada por la Compañía General de Electricidad S.A. (“Grupo CGE”).

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. Empresa Eléctrica de Iquique S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir y comercializar energía eléctrica en la I Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara y Alto Hospicio, entre otros.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2015, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 417 de fecha 24 de julio de 2015, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

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

Eliqsa participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Tarapacá.

2.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de Eliqsa 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 definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, 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, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo del último proceso de licitación de suministro adjudicado en diciembre de 2014, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, influyendo negativamente en la oferta de energía y en sus precios.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual la Sociedad desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW (mediante Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29 de enero de 2015, dicho límite se modificó desde 2.000 kW a los actuales 5.000 kW) y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados 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 con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, 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.

Eliqsa participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 95.263 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 241 GWh, en el período terminado al 30 de junio de 2015.

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 (con vencimiento en diciembre de 2026).

Demanda

El crecimiento de la demanda está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

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, se 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), 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 (VAD):

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- El precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras, como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II),
- Cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y
- 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, los correspondientes costos de comercialización y 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 los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

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

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

El valor agregado de distribución considera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, 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 Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

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

Al respecto, el 29 de enero de 2015, fue publicada la Ley N° 20.085, mediante la cual se introducen modificaciones a la Ley Eléctrica perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico. Dicha Ley persigue los siguientes objetivos: asegurar el suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

Por otro lado, cabe señalar 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, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de octubre de 2014 y enero de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014, 8T-2014 y 9T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales fijan precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de enero de 2011, permitiendo el traspaso de los efectos del Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía a las cuentas de los clientes finales. Al respecto, mediante Oficios Circulares N° 13442-2014 y N° 1871-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se ha materializado a contar de enero de 2015.

En los meses de mayo y junio de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015 y 12T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014 y 1 de enero de 2015, respectivamente. A la fecha, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles no ha instruido las reliquidaciones de dichos decretos.

Por otra parte, aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de febrero, 1 de abril y 1 de mayo de 2015. Todo lo anterior 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, 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, 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.

El 14 de marzo de 2014, fue publicado el Decreto 8T/2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija los precios de los servicios al suministro de electricidad vigentes a contar de dicha fecha.

De todo lo indicado anteriormente, se puede concluir que el negocio de distribución de electricidad en Chile posee un nivel de riesgo aceptable 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.

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.

Eliqsa, 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 2015.

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, mantención 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 intermedios 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 intermedios.

Los presentes estados financieros intermedios de xxxxxxxx al 30 de junio de 2015, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés) e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), en lo relacionado con el impuesto diferido, derivado de la Reforma Tributaria contenida en la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial del 29 de septiembre de 2014, que aumentó la tasa de Impuesto Renta de 20% a 25% ó 27%, desde el año 2014 al 2017, respectivamente, dependiendo del régimen tributario adoptado. El efecto inicial fue registrado en Ganancias (pérdidas) acumuladas del Patrimonio, en los estados financieros del ejercicio 2014. El criterio anterior difiere de lo indicado en NIC 12, la cual establece que el efecto por el cambio de tasa de impuesto se debe registrar en resultados del periodo en que se publica la ley que modifica dichos impuestos.

Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor justo por resultados o en patrimonio.

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

En la preparación de los estados financieros intermedios 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 que se describen en Nota 4.

Para el período terminado al 30 de junio de 2014 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2015. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

No existen estándares, interpretaciones y enmiendas que sean obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2015.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.4.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.10.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.11.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.12.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.13.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.14.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 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 a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros de la Sociedad 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 Iquique 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
30/06/2015	639,04	24.982,96
31/12/2014	606,75	24.627,10
30/06/2014	552,72	24.023,61

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 del segmento operativo eléctrico, para el que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 30.

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.

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de ese momento comienza su depreciación.

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.

Se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en la venta o retiro de propiedades de inversión se reconocen en los resultados del ejercicio y se determina como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

3.8.- 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.

3.9.- Activos intangibles distintos a plusvalía.

3.9.1.- 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.

3.9.2.- Programas informáticos.

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

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los

costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

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

3.10.- 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).

3.11.- 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.

3.12.- 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.

3.13.- 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.

3.14.- 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 la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

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.

3.15.- 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.

3.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, y de existir 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.

3.17.- 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.

3.18.- 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.

3.19.- 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.

3.20.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

3.21.- Obligaciones por beneficios post empleo.

3.21.1.- 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.

3.21.2.- 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. 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.

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

Los beneficios por cese que no califican con 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 a su valor presente.

3.21.4.- 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.

3.22.- 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.

3.23.- 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.

3.24.- 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.

3.25.- 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.

3.25.1.- 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.

3.25.2.- Ingresos por intereses.

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

3.26.- 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.

3.27.- 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 (“el beneficio”) 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 22 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.

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Al respecto, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24

de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015; el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; y el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014 y 1 de enero de 2015, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014. A la fecha, SEC aún no ha instruido las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015 y 12-2015.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar de los meses de febrero, abril y mayo de 2015, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" sobre las obligaciones.

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.

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

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 procedimiento de carácter reglado, 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.

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

Debido a que los negocios en que participa Eliqsa se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre de junio 2015, la deuda financiera de Eliqsa alcanzó a M\$ 16.719.877, la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-06-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	16.719.877	100,00%	0	0,00%
Deuda en unidades de fomento	0	0,00%	16.666.643	100,00%
Total deuda financiera	16.719.877	100,00%	16.666.643	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación Unidad de fomento.

Al 30 de junio de 2015 Eliqsa no posee stock de deuda en unidades de fomento, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación unidad de fomento.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo asociado a tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultado.

Al 30 de junio de 2015, la deuda financiera de Eliqsa se estructura en un 100% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 82.200 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en Eliqsa 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. En efecto al 30 de junio de 2015, un 98,33% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo en créditos bancarios.

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 de la Sociedad.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses de la Sociedad, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-06-2015	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	648.422	17.459.780	18.108.202
Total	648.422	17.459.780	18.108.202
Porcentualidad	4%	96%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2014	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	453.055	17.159.352	17.612.407
Total	453.055	17.159.352	17.612.407
Porcentualidad	3%	97%	100%

5.1.5.- 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.

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

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 Eliqsa es de aproximadamente 4,2 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 0,67% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	61.326.043	56.781.008
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	25.251.854	25.736.781
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	489.540	667.920
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	4,2	4,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	0,67%	0,99%

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 30 de junio de 2015. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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

Deuda al 30 de junio de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	16.719.877	16.116.915	-3,61%
Total pasivo financiero	16.719.877	16.116.915	-3,61%

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	16.666.643	16.312.535	-2,12%
Total pasivo financiero	16.666.643	16.312.535	-2,12%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	334.653	595.056
Saldos en bancos.	279.311	143.750
Total efectivo.	613.964	738.806
Total	613.964	738.806

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados intermedios de situación financiera al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre 2014 no difiere del presentado en los estados intermedios de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	613.964	738.806
Total		613.964	738.806

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	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Deudores comerciales, neto.	22.890.636	9.431.068	32.569	46.789
Otras cuentas por cobrar, neto.	1.736.916	15.488.811	102.193	102.193
Total	24.627.552	24.919.879	134.762	148.982

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	185.753	127.997	102.193	102.193
Anticipo de remuneraciones.	4.495	1.103		0
Fondos por rendir.	815	1.656		0
Sub total	191.063	130.756	102.193	102.193
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	0	445.033	0	0
Sub total	0	445.033	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	1.644.186	14.927.932	0	0
Anticipo Proveedores.	5.553	5.553	0	0
Otros documentos por cobrar.	10.381	57.266	0	0
Otros.	59.727	96.264	0	0
Provisión de deterioro.	(173.994)	(173.993)	0	0
Sub total	1.545.853	14.913.022	0	0
Total	1.736.916	15.488.811	102.193	102.193

(*) Ver nota 4.4

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	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Deudores comerciales, bruto.	23.206.182	9.924.995	32.569	46.789
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.910.910	15.662.804	102.193	102.193
Total	25.117.092	25.587.799	134.762	148.982

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Deudores comerciales.	315.546	493.927
Otras cuentas por cobrar.	173.994	173.993
Total	489.540	667.920

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo inicial.	667.920	637.844
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	(178.380)	30.076
Total	489.540	667.920

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° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

La Sociedad ha definido el siguiente segmento de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro que toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. 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, pues éstos no presentan riesgo de incobrabilidad y las respectivas morosidades están sujetas a intereses explícitos.

Adicionalmente, Eliqsa ha provisionado un monto denominado “esperanza de no recupero de una facturación común” que se calcula de la siguiente forma:

- a) Se considera una emisión de facturas y boletas de un mes en particular con 36 meses de antigüedad, se revisa qué parte de esa emisión, durante dicho lapso fue pagada y cuál no. El valor no pagado se divide por dicha emisión, el producto de esta operación nos refleja el porcentaje que no será pagado en 36 meses, se repite está operación con otros 36 meses móviles. Los resultados son promediados y da nacimiento a la “esperanza de no recupero de una facturación común”, esta operación se revisa anualmente con el objeto de tener los factores de provisión acorde a la realidad de la cartera por cobrar de clientes. Posteriormente este porcentaje se multiplica por la sumatoria de las últimas 36 facturaciones móviles.

- b) Cada mes se realiza el cálculo del stock de provisión a mantener (se mueve la móvil de 36 facturaciones) y se procede al ajustar el monto de la provisión, por lo tanto todas las facturas emitidas aunque estas no hayan vencido ya tienen provisión por deterioro de cuentas por cobrar.

Es importante destacar que de acuerdo a la ley eléctrica a los clientes le es suspendido el suministro eléctrico a los 45 días posteriores al vencimiento de la factura o boleta, por lo tanto, cada cliente no debiese tener más de dos o tres boletas o facturas impagas.

Toda deuda por convenios de pago con morosidad 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.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

30/06/2015	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	18.513.897	3.154.655	693.088	121.014	94.929	107.149	26.772	52.504	32.249	442.494	23.238.751	23.206.182	32.569
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.616.111	5.073	25.406	3.534	3.534	3.534	3.534	3.852	3.081	345.444	2.013.103	1.910.910	102.193
Provision deterioro	(3.810)	(4.158)	(4.536)	(3.522)	(3.664)	(4.101)	(2.505)	(2.922)	(3.360)	(456.962)	(489.540)	(489.540)	
Total	20.126.198	3.155.570	713.958	121.026	94.799	106.582	27.801	53.434	31.970	330.976	24.762.314	24.627.552	134.762

31/12/2014	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	4.206.928	3.926.624	815.437	538.623	56.159	34.425	21.576	20.777	17.934	333.301	9.971.784	9.924.995	46.789
Otras cuentas por cobrar, bruto.	15.360.415	5.672	24.795	3.534	3.534	3.534	3.534	4.582	1.979	353.418	15.764.997	15.662.804	102.193
Provision deterioro	(9.106)	(7.909)	(7.167)	(6.412)	(7.090)	(7.200)	(6.896)	(6.793)	(6.803)	(602.544)	(667.920)	(667.920)	0
Total	19.558.237	3.924.387	833.065	535.745	52.603	30.759	18.214	18.566	13.110	84.175	25.068.861	24.919.879	148.982

7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.

El resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

30/06/2015								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes 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	14.719.076	0	0	0	0	14.719.076	0
Por vencer.	28.283	3.615.497	(3.810)	542	179.324	0	3.794.821	(3.810)
Sub total por vencer	28.283	18.334.573	(3.810)	542	179.324	0	18.513.897	(3.810)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	30.807	3.144.891	(4.158)	324	9.764	0	3.154.655	(4.158)
Entre 31 y 60 días	6.562	692.619	(4.536)	11	469	0	693.088	(4.536)
Entre 61 y 90 días	910	120.536	(3.522)	7	478	0	121.014	(3.522)
Entre 91 y 120 días	507	94.903	(3.664)	0	26	0	94.929	(3.664)
Entre 121 y 150 días	349	107.123	(4.101)	0	26	0	107.149	(4.101)
Entre 151 y 180 días	242	26.714	(2.505)	0	58	0	26.772	(2.505)
Entre 181 y 210 días	284	51.946	(2.922)	1	558	0	52.504	(2.922)
Entre 211 y 250 días	249	32.041	(3.360)	3	208	0	32.249	(3.360)
Más de 250 días	4.093	381.416	(189.292)	205	61.078	(93.676)	442.494	(282.968)
Sub total vencidos	44.003	4.652.189	(218.060)	551	72.665	(93.676)	4.724.854	(311.736)
Total	72.286	22.986.762	(221.870)	1.093	251.989	(93.676)	23.238.751	(315.546)

31/12/2014								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes 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	3.917.457	0	0	0	0	3.917.457	0
Por vencer.	562	151.318	(9.106)	679	138.153	0	289.471	(9.106)
Sub total por vencer	562	4.068.775	(9.106)	679	138.153	0	4.206.928	(9.106)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	41.664	3.919.388	(7.909)	229	7.236	0	3.926.624	(7.909)
Entre 31 y 60 días	15.961	815.068	(7.167)	23	369	0	815.437	(7.167)
Entre 61 y 90 días	2.237	538.460	(6.412)	1	163	0	538.623	(6.412)
Entre 91 y 120 días	801	56.021	(7.090)	0	138	0	56.159	(7.090)
Entre 121 y 150 días	471	34.256	(7.200)	2	169	0	34.425	(7.200)
Entre 151 y 180 días	363	21.445	(6.896)	0	131	0	21.576	(6.896)
Entre 181 y 210 días	255	20.603	(6.793)	0	174	0	20.777	(6.793)
Entre 211 y 250 días	311	17.685	(6.803)	3	249	0	17.934	(6.803)
Más de 250 días	3.335	289.630	(372.843)	203	43.671	(55.708)	333.301	(428.551)
Sub total vencidos	65.398	5.712.556	(429.113)	461	52.300	(55.708)	5.764.856	(484.821)
Total	65.960	9.781.331	(438.219)	1.140	190.453	(55.708)	9.971.784	(493.927)

- (1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.
- (2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentra sin vencer su fecha de pago.
- (3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30/06/2015				
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.	1	1.525	0	0
Total	1	1.525	0	0

31/12/2014				
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	1.283	0	0
Total	3	1.283	0	0

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2015	01/01/2014	01/04/2015	01/04/2014
	30/06/2015	30/06/2014	30/06/2015	30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	(160.542)	15.614	(160.542)	15.614
Provisión cartera repactada	(17.838)	3.903	(17.838)	3.903
Total	(178.380)	19.517	(178.380)	19.517

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2015 y 2014 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones	01/01/2015	Operaciones	01/04/2015
	N°	30/06/2015	N°	30/06/2015
		M\$		M\$
Ventas de energía eléctrica	588.147	30.416.825	303.614	14.962.749
Total	588.147	30.416.825	303.614	14.962.749

Segmentos de ventas	Operaciones	01/01/2014 30/06/2014	Operaciones	01/04/2014 30/06/2014
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	547.968	26.020.088	273.630	13.399.245
Total	547.968	26.020.088	273.630	13.399.245

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.

Para el período terminado al 30 de junio de 2015 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	101.197	252
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	12.003	8.392
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	40.722	16.646
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Servicio de operac. y mantenimiento	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	75.851	36.398
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.848	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	12.470	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	11.414	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	10.190	5.782
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios administrativos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	427
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	434	434
TOTALES							267.129	68.331

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
87.601.500.5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	26.617	35.622
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	743.155	287.395
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	83.121	54.791
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	7.898.619	9.378.021
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicio legal y tesorería	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	17.883	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de call center y recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	71.504	12.876
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	144.857	154.685
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios informáticos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	63.490	49.904
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios de calibración	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	166.346	181.766
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicio contrato gerencial	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	422.667	349.424
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de cálculo tarifario	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	7.694	3.810
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios de contabilidad, RRHH y cuentas por pagar	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	17.618	144.011
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicio de tasación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	1.088
TOTALES							9.663.571	10.653.393

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 30-06-2015		01-01-2014 30-06-2014		01-04-2015 30-06-2015		01-04-2014 30-06-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL\$	1.484.198	0	5.077.087	0	(2.075.378)	0	4.180.700	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL\$	75.821	(75.821)	73.396	(73.396)	39.242	(39.242)	73.396	(73.396)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses pagados	CL\$	262.274	(267.071)	0	0	119.199	(123.996)	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Intereses cobrados	CL\$	0	0	109.453	101.638	0	0	42.463	42.463
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Compra de materiales	CL\$	0	0	0	0	0	0	(38.434)	38.434
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL\$	50.588	50.588	58.335	58.335	20.361	20.361	29.409	29.409
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Servicios de recaudación	CL\$	0	0	0	0	0	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL\$	0	0	7.000	7.000	0	0	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL\$	100.000	100.000	79.571	79.571	50.309	50.309	32.003	32.003
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL\$	0	0	2.439	2.439	0	0	1.206	1.206
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de call center y recaudación	CL\$	2.447	2.447	56.302	(56.302)	441	441	53.864	(58.740)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL\$	0	0	4.088	4.088	0	0	1.749	1.749
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL\$	59.882	(59.882)	51.442	(51.442)	32.490	(32.490)	33.802	(33.802)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL\$	7.401	7.401	0	0	3.715	3.715	(3.513)	(3.513)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL\$	62.000	(62.000)	0	0	36.796	(36.796)	(26.374)	26.374
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL\$	51.517	(51.517)	95.886	(95.886)	26.842	(26.842)	(155.007)	(67.344)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activos	CL\$	684.878	0	0	0	417.224	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de oficinas	CL\$	0	0	7.079	7.079	0	0	7.079	7.079
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL\$	336.349	(336.212)	260.884	(260.884)	188.510	(188.373)	133.682	(133.682)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendo de equipos	CL\$	2.017	(2.017)	17.694	(17.694)	414	(414)	5.706	(5.706)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL\$	0	0	0	0	0	0	(87)	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de activos	CL\$	0	0	18.793	(18.793)	0	0	0	(18.793)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios administración	CL\$	0	0	0	0	0	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Arriendos de oficinas	CL\$	8.998	8.998	8.607	8.607	4.516	4.516	4.336	4.336
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios recibidos	CL\$	442.871	(442.871)	56.029	(56.029)	215.545	(215.545)	(154.901)	154.901
99.513.400-4	Tecnet S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL\$	6.156	0	0	0	6.156	0	(1.026)	0
76.144.275-9	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de cálculo tarifario	CL\$	12.850	(12.850)	18.497	(18.497)	(9.421)	9.421	9.325	(9.325)
76.412.700-5	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicio contrato gerencial	CL\$	334.700	(334.700)	346.899	(185.593)	168.385	(168.385)	161.306	0
92.307.000-1	Enerplus S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de contabilidad, RRHH y cuentas por pagar	CL\$	87.923	(87.923)	46.663	(46.663)	44.233	(44.233)	35.108	(35.108)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de materiales	CL\$	0	0	29.590	(29.590)	0	0	29.560	(29.560)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL\$	2.704	2.704	0	0	1.707	1.707	0	0
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL\$	1.888	1.888	0	0	785	785	0	0
TOTALES						4.077.462	(1.558.838)	6.425.734	(642.012)	(707.929)	(785.061)	4.455.352	(131.015)

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de marzo de 2015, de acuerdo a lo señalado en los artículos 31 y 56 de la Ley N° 18.046 se eligió a los integrantes del directorio, para el período 2015 –2017.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 414 de fecha 27 de abril de 2015, el Directorio de la Sociedad definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

Pablo Sobarzo Mierzo	Presidente del Directorio
Antonio Gallart Gabas	Vicepresidente del Directorio
Gonzalo Palacios Vásquez	Director
Mauricio Russo Camhi	Director
Wilhelm Wendt Glena	Director

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un gerente general, tres gerentes de área, catorce subgerentes y un ejecutivo de recursos humanos.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

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

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

El Equipo Gerencial no percibe remuneración directa de Eliqsa. Su vinculación con la Sociedad se rige por los términos y con las responsabilidades preceptuadas en los artículos 49 y 50 de la Ley N° 18.046. La remuneración de éstos es pagada por la Sociedad Matriz Emel Norte S.A.

9.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Trabajos en curso.	37.878	59.389	0	0
Total	37.878	59.389	0	0

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	638.039	1.218.898	0	0
Créditos al impuesto.	0	21.599	0	0
Subtotal activos por impuestos	638.039	1.240.497	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(1.842.741)	(53.625)	0	0
Subtotal pasivos por impuestos	(1.842.741)	(53.625)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	(1.204.702)	1.186.872	0	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Gastos pagados por anticipado.	50.230	26.179	0	0
Garantías de arriendo.	14.095	43.632	0	0
Total	64.325	69.811	0	0

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

12.1.- Composición del rubro.

30 de junio de 2015.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2015 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30/06/2015 M\$
Inversiones en asociadas.	13.017.027	842.245	(422.080)	2.791	13.439.983
Total	13.017.027	842.245	(422.080)	2.791	13.439.983

Al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2014 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$
Inversiones en asociadas.	10.681.877	1.797.628	(1.166.341)	1.703.863	13.017.027
Total	10.681.877	1.797.628	(1.166.341)	1.703.863	13.017.027

12.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 30 de junio de 2015.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2015 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30/06/2015 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	6.717.821	507.873	(299.000)	1.899	6.928.593
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	4.016.507	262.769	(51.800)	892	4.228.368
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	2.282.699	71.603	(71.280)	0	2.283.022
Total					13.017.027	842.245	(422.080)	2.791	13.439.983

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2014 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	5.621.992	1.026.283	(791.200)	860.746	6.717.821
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	3.400.919	480.168	(334.600)	470.020	4.016.507
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	1.658.966	291.177	(40.541)	373.097	2.282.699
Total					10.681.877	1.797.628	(1.166.341)	1.703.863	13.017.027

12.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 30 de junio de 2015.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	30/06/2015												
		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 Arica S.A.	24,73191%	15.542.274	35.641.089	51.183.363	10.675.878	35.641.089	46.316.967	4.866.396	17.318.262	(15.264.748)	2.053.514	2.053.514	7.680	2.061.194
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74315%	40.688.048	82.259.124	122.947.172	37.768.105	30.571.206	68.339.311	54.607.861	52.314.072	(48.920.503)	3.393.569	3.393.569	11.516	3.405.085
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	9,00000%	1.637.647	43.190.633	44.828.280	1.268.915	18.192.459	19.461.374	25.366.906	2.350.090	(1.554.505)	795.585	795.585	0	795.585
Total		57.867.969	161.090.846	218.958.815	49.712.898	84.404.754	134.117.652	84.841.163	71.982.424	(65.739.756)	6.242.668	6.242.668	19.196	6.261.864

Saldos al 31 de diciembre de 2014 y junio 2014

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31/12/2014							30/06/2014						
		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 Arica S.A.	24,73191%	12.992.717	35.360.658	48.353.375	7.945.972	13.244.843	21.190.815	27.162.560	15.387.862	(14.160.042)	1.227.820	1.227.820	9.218	1.237.038	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74315%	41.308.260	81.109.342	122.417.602	37.386.201	33.159.646	70.545.847	51.871.755	47.796.275	(45.516.583)	2.279.692	2.279.692	21.157	2.300.849	
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	9,00000%	1.959.337	43.010.551	44.969.888	1.364.779	18.241.788	19.606.567	25.363.321	1.985.097	(1.460.890)	524.207	524.207	0	524.207	
Total		56.260.314	159.480.551	215.740.865	46.696.952	64.646.277	111.343.229	104.397.636	65.169.234	(61.137.515)	4.031.719	4.031.719	30.375	4.062.094	

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Activos Intangibles	30/06/2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	1.451.486	(1.428.491)	22.995
Total	1.451.486	(1.428.491)	22.995

Activos Intangibles	31/12/2014		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	1.451.486	(1.416.669)	34.817
Total	1.451.486	(1.416.669)	34.817

La amortización acumulada al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es de los intangibles con vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos intangibles de vida finita.	1.428.491	1.416.669
Total	1.428.491	1.416.669

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30/06/2015	
	Programas informáticos, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	34.817	34.817
Amortización.	(11.822)	(11.822)
Cambios, total	(11.822)	(11.822)
Saldo final al 30 de junio de 2015	22.995	22.995

Movimientos en activos intangibles	31/12/2014	
	Programas informáticos, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	57.671	57.671
Amortización.	(22.854)	(22.854)
Cambios, total	(22.854)	(22.854)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	34.817	34.817

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 30 de junio de 2015 y 2014 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$
Gastos de administración.	11.822	11.804	8.185	5.902
Total	11.822	11.804	8.185	5.902

14.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2014		Movimientos 2015
					Saldo al	Saldo al	Saldo al
					01/01/2014	31/12/2014	30/06/2015
					M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	07/12/1990	Eliqsa S.A.	Sin relación	64.990	64.990	64.990
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	02/12/1993	Eliqsa S.A.	Sin relación	329.311	329.311	329.311
Totales					394.301	394.301	394.301

15.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo Inicial	151.300	140.744
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	10.556
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	10.556
Total	151.300	151.300

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	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	151.300	151.300
Total	151.300	151.300

15.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2015 30-06-2015 M\$	01-01-2014 30-06-2014 M\$	01-04-2015 30-06-2015 M\$	01-04-2014 30-06-2014 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	7.401	7.079	3.715	3.566

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	52
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
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

16.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Construcciones en curso.	2.411.834	2.982.684
Terrenos.	1.732.037	1.732.037
Edificios.	2.187.835	2.226.430
Planta y equipo.	31.193.596	30.191.054
Subestaciones de poder.	7.159.781	7.380.569
Subestaciones de distribución.	4.851.831	4.710.313
Líneas y redes de media y baja tensión.	18.404.059	17.434.851
Medidores.	777.925	665.321
Equipamiento de tecnología de la información	3.891	5.268
Instalaciones fijas y accesorios	1.083.814	1.089.427
Equipos de comunicaciones.	89.999	87.677
Herramientas.	586.146	570.899
Muebles y útiles.	36.971	40.193
Instalaciones y accesorios diversos.	370.698	390.658
Vehículos de motor.	563.536	451.092
Otras propiedades, planta y equipo.	160.553	162.228
Total	39.337.096	38.840.220

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Construcciones en curso.	2.411.834	2.982.684
Terrenos.	1.732.037	1.732.037
Edificios.	3.036.301	3.036.301
Planta y equipo.	40.454.596	38.990.648
Subestaciones de poder.	8.574.920	8.713.880
Líneas de transporte energía.		
Subestaciones de distribución.	7.047.202	6.789.949
Líneas y redes de media y baja tensión.	23.177.313	22.021.486
Medidores.	1.655.161	1.465.333
Equipamiento de tecnología de la información	61.169	59.319
Instalaciones fijas y accesorios	2.840.678	2.781.526
Equipos de comunicaciones.	664.139	653.731
Herramientas.	1.297.647	1.243.421
Muebles y útiles.	97.308	97.080
Instalaciones y accesorios diversos.	781.584	787.294
Vehículos de motor.	1.162.182	1.009.543
Otras propiedades, planta y equipo.	160.553	162.228
Total	51.859.350	50.754.286

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo	31/03/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Edificios.	829.168	809.871
Planta y equipo.	9.052.342	8.799.594
Subestaciones de poder.	1.391.921	1.333.311
Líneas de transporte energía.		
Subestaciones de distribución.	2.132.553	2.079.636
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.705.199	4.586.635
Medidores.	822.669	800.012
Equipamiento de tecnología de la información	55.129	54.051
Instalaciones fijas y accesorios	1.716.152	1.692.099
Equipos de comunicaciones.	568.482	566.054
Herramientas.	688.147	672.522
Muebles y útiles.	58.608	56.887
Instalaciones y accesorios diversos.	400.915	396.636
Vehículos de motor.	572.858	558.451
Total	12.225.649	11.914.066

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

Movimiento al 30 de junio de 2015.

Movimiento año 2015		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 2015		2.982.684	1.732.037	2.226.430	30.191.054	5.268	1.089.427	451.092	162.228	38.840.220
Cambios	Adiciones.	1.115.440	0	0	0	0	0	0	233.466	1.348.906
	Gasto por depreciación y retiros.			(38.595)	(691.859)	(3.227)	(78.155)	(40.194)	0	(852.030)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.686.290)	0		1.694.401	1.850	72.542	152.638	(235.141)	0
	Total cambios	(570.850)	0	(38.595)	1.002.542	(1.377)	(5.613)	112.444	(1.675)	496.876
Saldo final al 30 de junio de 2015		2.411.834	1.732.037	2.187.835	31.193.596	3.891	1.083.814	563.536	160.553	39.337.096

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014		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 2014		1.811.945	1.267.775	2.024.318	24.888.905	8.539	1.179.130	567.112	176.500	31.924.224
Cambios	Adiciones.	2.655.271	0	0	0	0	0	0	155.441	2.810.712
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(19.404)	0	(19.404)
	Gasto por depreciación y retiros.			(72.112)	(1.187.097)	(3.271)	(178.886)	(97.921)	0	(1.539.287)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		464.262	251.127	4.948.992	0	0	0	0	5.664.381
	Sub total reconocido en patrimonio neto		464.262	251.127	4.948.992	0	0	0	0	5.664.381
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.				(406)			0		(406)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.484.532)		23.097	1.540.660		89.183	1.305	(169.713)	0
Total cambios	1.170.739	464.262	202.112	5.302.149	(3.271)	(89.703)	(116.020)	(14.272)	6.915.996	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		2.982.684	1.732.037	2.226.430	30.191.054	5.268	1.089.427	451.092	162.228	38.840.220

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. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad.

16.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	155.009	248.422
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	1.115.440	2.655.271

16.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2015 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 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 y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16, y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por consultores 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 eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la 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 2014 se revaluó el subsegmento de distribución y transmisión eléctrica y para los terrenos y edificios de la Sociedad. 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 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 5.664.381, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2015 asciende al valor de M\$ 12.672.463.

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	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Terrenos.	418.082	418.081
Edificios.	1.003.687	1.022.874
Planta y equipo.	21.019.236	19.757.765
Total	22.441.005	21.198.720

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 30 de junio de 2015 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo inicial	12.950.802	7.690.303
Ajustes de revaluación.	0	5.664.381
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(81.838)	109.410
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluado.	(196.501)	(513.292)
Movimiento del ejercicio	(278.339)	5.260.499
Total	12.672.463	12.950.802

	30/06/2015			31/12/2014		
Propiedades, planta y equipo, revaluación	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	1.732.038	418.082	1.313.957	1.732.038	418.081	1.313.957
Edificios.	2.187.834	1.003.687	1.184.147	2.226.429	1.022.874	1.203.555
Planta y equipos.	31.193.595	21.019.236	10.174.359	30.191.055	19.757.765	10.433.290
Total	35.113.467	22.441.005	12.672.463	34.149.522	21.198.720	12.950.802

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	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Construcción en curso.	2.411.834	2.982.684
Equipamiento de tecnologías de la información.	3.891	5.268
Instalaciones fijas y accesorios.	1.083.814	1.089.426
Vehículos de motor.	563.536	451.092
Otras propiedades, planta y equipos.	160.553	162.228
Total	4.223.628	4.690.698

17.- DETERIORO DE ACTIVOS.

17.1.- Prueba de deterioro de propiedad planta y equipo, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si las propiedades plantas y equipos, 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 e 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 al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, fluctuaron entre un 9% y un 10,5%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en las propiedades plantas y equipos, plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014, no existiendo indicios de deterioro para el período terminado al 30 de junio del 2015.

17.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de junio de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01/01/2015 30/06/2015	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	178.380	178.380

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01/01/2014 30/06/2014	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(19.517)	(19.517)

Las pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2015 y 2014, corresponden al valor del deterioro de cuentas por cobrar registrado en Nota 7.5.

17.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01/01/2015 30/06/2015	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	178.380	178.380

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01/01/2014 30/06/2014	
	Eléctrico M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(19.517)	(19.517)

17.2.2.- Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-06-2015		31-12-2014	
	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$
Plusvalía	394.301	394.301	394.301	394.301

18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

18.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	589.855	172.679
Relativos a ingresos anticipados	39.242	49.899
Relativos a provisiones.	0	130.622
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	223.545	177.177
Relativos a cuentas por cobrar.	117.489	150.282
Relativos a otros.	21.642	21.642
Total	991.773	702.301

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.

18.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	3.421.565	3.496.715
Relativos a cuentas por cobrar.	22.645	1.130.265
Total	3.444.210	4.626.980

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo inicial	702.301	587.498
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	289.472	(127.322)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	242.125
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	289.472	114.803
Total	991.773	702.301

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo inicial	4.626.980	1.538.061
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(1.182.770)	2.481.891
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	607.028
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(1.182.770)	3.088.919
Total	3.444.210	4.626.980

18.4.- 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	30/06/2015			31/12/2014		
	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.	991.773	(991.773)	0	702.301	(702.301)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(3.444.210)	991.773	(2.452.437)	(4.626.980)	702.301	(3.924.679)
Total	(2.452.437)	0	(2.452.437)	(3.924.679)	0	(3.924.679)

19.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

19.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30/06/2015		31/12/2014	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	279.845	16.440.032	0	0
Préstamos bancarios.	UF	0	0	191.113	16.475.530
Total préstamos bancarios		279.845	16.440.032	191.113	16.475.530
Total		279.845	16.440.032	191.113	16.475.530

UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 30 de junio de 2015.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
								Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	3 a 12 meses	30/06/2015	más de 2 hasta 3 años	30/06/2015
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
Chile	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,03%	4,03%	Sin garantía	134.787	0	134.787	7.620.594	7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin garantía	0	145.058	145.058	8.819.438	8.819.438
Totales								134.787	145.058	279.845	16.440.032	16.440.032

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		Corrientes	
								Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	31/12/2014	más de 2 hasta 3 años	31/12/2014
M\$	M\$	M\$	M\$								
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,68%	2,68%	Sin garantía	91.503	91.503	7.634.401	7.634.401
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,60%	2,60%	Sin garantía	99.610	99.610	8.841.129	8.841.129
Totales								191.113	191.113	16.475.530	16.475.530

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	3.515.177	6.787.572	0	0
Retenciones.	211.649	129.260	0	0
Dividendos por pagar.	83.669	103.643	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	485.868	740.340	0	0
Proveedores no energéticos.	969.920	570.939	0	0
Acreedores varios.	737.930	543.321	91.134	90.977
Otros.	602.536	556.953	0	0
Total	6.606.749	9.432.028	91.134	90.977

(*) Ver nota 4.4.

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

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Vacaciones del personal.	155.536	176.670	0	0
Bonificaciones de feriado	36.684	73.910	0	0
Participación sobre resultados.	293.648	489.760	0	0
Total	485.868	740.340	0	0

20.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30/06/2015 M\$	30/06/2015 M\$	30/06/2015 M\$	30/06/2015 M\$
Hasta 30 días	669.839	3.690.583	45.690	4.406.112
Entre 31 y 60 días	97	41	478.980	479.118
Entre 61 y 90 días	0	0	18.219	18.219
Entre 91 y 120 días	486	208	12.509	13.203
Entre 121 y 365 días	7.012	116.831	1.566.254	1.690.097
Más de 365 días	0	0	91.134	91.134
Total	677.434	3.807.663	2.212.786	6.697.883

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31/12/2014 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2014 M\$
Hasta 30 días	381.718	3.990.861	182.633	4.555.212
Entre 31 y 60 días	2.567	1.100	423.392	427.059
Entre 61 y 90 días	8.000	3.429	83.920	95.349
Entre 91 y 120 días	2.122	910	132.908	135.940
Entre 121 y 365 días	5.238	2.962.567	1.250.663	4.218.468
Más de 365 días	0	0	90.977	90.977
Total	399.645	6.958.867	2.164.493	9.523.005

21.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

21.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	56.067	34.535	0	0
Total	56.067	34.535	0	0

21.1.1.- 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 31).

21.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de junio de 2015.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales M\$	Total al 30-06-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	34.535	34.535
Provisiones adicionales.	42.844	42.844
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	18.947	18.947
Provisión utilizada.	(40.259)	(40.259)
Total cambio en provisiones	21.532	21.532
Saldo al 30 de junio de 2015	56.067	56.067

Saldos al 31 diciembre de 2014.

Conceptos	Movimiento de provisiones	
	Por reclamaciones legales M\$	Total al 31-12-2014 M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	138.699	138.699
Provisiones adicionales.	26.719	26.719
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	43.552	43.552
Provisión utilizada.	(54.273)	(54.273)
Reversión de provisión no utilizada.	(120.162)	(120.162)
Total cambio en provisiones	(104.164)	(104.164)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	34.535	34.535

22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

22.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	979.424	1.073.567
Total	0	0	979.424	1.073.567

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.073.567	1.148.403
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	46.507	134.518
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	9.087	15.224
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(10.913)	67.594
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	0	(252.876)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(138.824)	(39.296)
Total cambios en provisiones	(94.143)	(74.836)
Total	979.424	1.073.567

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	979.424	1.073.567
Total	979.424	1.073.567

22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados
	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	46.507	59.070	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	9.087	13.334	Costos Financieros.
Total	55.594	72.404	

22.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,70%
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 30 de junio de 2015, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, la Sociedad contrató a Seasca, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2015, 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	98.845	(87.336)

23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Ingresos diferidos. (*)	154.173	212.974	0	0
Total	154.173	212.974	0	0

23.1.- Ingresos diferidos (*).

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	105.442	181.709	0	0
Otros ingresos diferidos.	48.731	31.265	0	0
Total	154.173	212.974	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	212.974	74.170
Adiciones.	1.889.947	4.392.886
Imputación a resultados.	(1.948.748)	(4.254.082)
Total	154.173	212.974

23.2.- Contratos de construcción.

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

23.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$	01/04/2015 30/06/2015 M\$	01/04/2014 30/06/2014 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	495.758	245.081	296.726	77.131
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(306.470)	(174.744)	(160.441)	(75.659)
Total	189.288	70.337	136.285	1.472

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

Detalle	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	618.336	1.093.329
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	105.442	181.709

23.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	1.562.708	1.579.689	PER - FNDR
Bonificación a mano de obra - DL_889.	41.688	41.688	Subvención

24.- PATRIMONIO NETO.

24.1.- 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.678.041.

24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 el capital de Eliqsa, está representado por 182.932.687, acciones sin valor nominal.

24.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 26 de marzo de 2015, se aprobó como política de dividendos para el año 2015, el distribuir no menos del 30% de las utilidades liquidadas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio y un dividendo definitivo, con cargo a la utilidad distribuible del ejercicio. El dividendo provisorio se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre del 2015, corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a la situación de caja, a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

24.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad N°26 celebrada el 01 de abril de 2014, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 97 de \$ 10.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2014, por un total de M\$ 1.829.327.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 399, celebrada el 27 de mayo de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 98 de \$ 7,70.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 23 de junio de 2014, por un total de M\$ 1.408.580.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 402, celebrada el 26 de agosto de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 99 de \$ 6,50.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013 el cual se pagó con fecha 23 de septiembre de 2014, por un total de M\$ 1.189.062.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 407, celebrada el 25 de noviembre de 2014, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 100 de \$ 13,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 22 de diciembre de 2014, por un total de M\$ 2.378.127. En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de marzo de 2015 se recalificó a dividendo eventual.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 27 celebrada el 26 de marzo de 2015, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 101 de \$ 3,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014 el cual se pagó con fecha 23 de abril de 2015, por un total de M\$ 548.798.-

24.5.- Reservas.

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

24.5.1.- 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 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad, y el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 4.134.998 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2015 asciende a M\$ 13.058.221, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 295.753.

Además se incluye en este rubro la Revaluación de propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 3.807.324.

24.5.2.- 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.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de junio de 2015 asciende a M\$ 359.705, (M\$ 348.948 al 31 de diciembre del 2014) ambos netos de impuestos diferidos.

24.5.3.- Otras reservas.

En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

24.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el período terminado al 30 de junio de 2015 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30/06/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Aplicación NIC 19 r	(434.166)	(434.166)
Utilidades (pérdidas) acumuladas	8.068.557	8.068.557
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	3.789.289	1.991.061
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	2.278.710	1.982.957
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	304.222	304.222
Dividendos provisorios	0	(2.597.644)
Resultado del período o ejercicio	4.160.251	4.944.669
Total	18.166.863	14.259.656

(*) El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso que la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada el 29 de septiembre de 2014, se realizarán contra patrimonio.

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

Movimientos al 30 de junio de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 30/06/2015	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\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			4.160.251			4.160.251
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	10.914	(2.947)	7.967	10.914	(2.947)	7.967
Total movimientos del período o ejercicio	10.914	(2.947)	7.967	10.914	(2.947)	7.967
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	2.791	0	2.791	2.791	0	2.791
Total movimientos del período o ejercicio	2.791	0	2.791	2.791	0	2.791
Total resultado integral			4.171.009			4.171.009

Movimientos al 30 de junio de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 30/06/2014	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\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			2.606.820			2.606.820
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios						
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	15.027	(3.005)	12.022	15.027	(3.005)	12.022
Total movimientos del período o ejercicio	15.027	(3.005)	12.022	15.027	(3.005)	12.022
Otras reservas						
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	3.918	0	3.918	3.918	0	3.918
Total movimientos del período o ejercicio	3.918	0	3.918	3.918	0	3.918
Total resultado integral			2.622.760			2.622.760

25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

25.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	26.311.351	22.529.636	12.736.952	11.587.409
Venta de energía.	26.310.764	22.528.701	12.736.444	11.587.396
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	587	935	508	13
Prestaciones de servicios	4.105.474	3.490.452	2.225.797	1.811.836
Recargos regulados, peajes y transmisión.	1.238.537	919.951	628.555	505.012
Arriendo de equipos de medida.	67.136	65.333	36.315	29.460
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	19.706	32.874	7.992	(10.038)
Apoyos en postación.	27.117	48.377	13.607	13.004
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	2.409.014	2.153.770	1.324.936	1.134.511
Otras prestaciones	343.964	270.147	214.392	139.887
Total	30.416.825	26.020.088	14.962.749	13.399.245

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los períodos intermedios terminados al 30 de junio de 2015 y 2014.

25.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2014 30-06-2014	01-04-2015 30-06-2015	01-04-2014 30-06-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	16.399	19.775	8.231	9.651
Otros ingresos de operación.	311.166	159.492	234.970	72.494
Total	327.565	179.267	243.201	82.145

26.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos intermedios terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 que se adjunta, se descomponen como se indica en 26.1, 26.2, 26.3 y 26.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	25.426.810	21.313.782	12.578.066	11.135.615
Costo de administración.	2.063.702	2.572.191	858.412	1.531.958
Total	27.490.512	23.885.973	13.436.478	12.667.573

26.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	21.400.760	17.929.803	10.431.619	9.420.067
Gastos de personal.	1.657.063	1.589.950	818.761	850.541
Gastos de operación y mantenimiento.	2.097.666	1.665.421	1.181.474	819.744
Gastos de administración.	1.626.180	2.047.474	641.635	1.255.617
Depreciación.	697.021	641.521	354.804	315.702
Amortización.	11.822	11.804	8.185	5.902
Total	27.490.512	23.885.973	13.436.478	12.667.573

26.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.218.519	1.102.638	596.462	572.838
Beneficios a corto plazo a los empleados.	173.423	186.477	109.046	125.343
Beneficios por terminación.	66.488	93.252	32.965	53.368
Otros gastos de personal.	198.633	207.583	80.288	98.992
Total	1.657.063	1.589.950	818.761	850.541

26.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	681.382	627.221	346.543	308.544
Gasto de administración.	15.639	14.300	8.261	7.158
Otras ganancias (pérdidas).	155.009	113.222	97.296	63.538
Total depreciación	852.030	754.743	452.100	379.240
Amortización				
Gasto de administración.	11.822	11.804	8.185	5.902
Total amortización	11.822	11.804	8.185	5.902
Total	863.852	766.547	460.285	385.142

26.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2015 30-06-2015	01-01-2014 30-06-2014	01-04-2015 30-06-2015	01-04-2014 30-06-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(155.009)	(113.222)	(97.296)	(63.538)
Venta de chatarra.	18.767	26.155	18.767	22.824
Venta de propiedades, planta y equipo.	0	16.296	0	0
Compensación términos de contratos.	0	(4.906)	0	(2.337)
Juicios o arbitrajes.	(65.608)	(9.518)	(27.872)	(326)
Participación comité de directores	0	0	0	0
Otras (pérdidas) ganancias.	(35.540)	3.211	(39.904)	1.173
Aportes de terceros para financiar obras propias	253.535	510.309	217.229	232.067
Total	16.145	428.325	70.924	189.863

27.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros y resultados por unidades de reajustes del estado de resultados por función por los períodos intermedios terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

Resultado financiero	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	944.783	589.789	(60.099)	493.046
Otros ingresos financieros.	1.010	92.986	1.010	33.287
Total ingresos financieros	945.793	682.775	(59.089)	526.333
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(310.328)	(234.511)	(163.907)	(105.365)
Otros gastos.	(279.731)	(13.342)	(131.973)	(13.334)
Total costos financieros	(590.059)	(247.853)	(295.880)	(118.699)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	63.378	(476.979)	27.624	(273.713)
Total	419.112	(42.057)	(327.345)	133.921

27.1.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos no financieros.	155	272	157	142
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	0	2.907	0	2.876
Activos por impuestos.	34.223	6.311	30.138	5.918
Total unidades de reajuste por activos	34.378	9.490	30.295	8.936
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	35.498	(479.788)	0	(278.547)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(5.782)	(6.367)	(1.953)	(3.919)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(560)	0	(560)	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	(156)	(314)	(158)	(183)
Total unidades de reajuste por pasivos	29.000	(486.469)	(2.671)	(282.649)
Total unidades de reajuste neto	63.378	(476.979)	27.624	(273.713)

28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 30 de junio de 2015, se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 22,5% para el período comercial 2015, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, en el cambio para el período terminado al 30 de junio de 2014, esta se encuentra calculada con una tasa del 20%.

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

Durante los períodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 371.129 y M\$ 620.192 respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(1.842.741)	496.462	(413.495)	805.414
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(3.576)	(19.604)	(3.576)	(9.360)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(1.846.317)	476.858	(417.071)	796.054
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	1.475.188	(1.097.050)	117.459	(1.148.387)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	1.475.188	(1.097.050)	117.459	(1.148.387)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(371.129)	(620.192)	(299.612)	(352.333)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.846.317)	476.858	(417.071)	796.054
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(1.846.317)	476.858	(417.071)	796.054
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	1.475.188	(1.097.050)	117.459	(1.148.387)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	1.475.188	(1.097.050)	117.459	(1.148.387)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(371.129)	(620.192)	(299.612)	(352.333)

28.3.- 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 períodos intermedios terminados al 30 de junio de 2015 y 2014.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2015 30/06/2015	01/01/2014 30/06/2014	01/01/2014 30/06/2014	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2015 30/06/2015	01/04/2014 30/06/2014	01/04/2014 30/06/2014
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	4.531.380		3.227.012		1.844.918		1.387.232	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(1.019.561)	22,5%	(645.402)	20,0%	(415.107)	22,5%	(277.446)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	189.505	-4,2%	62.431	-1,9%	74.670	-4,1%	24.934	-1,8%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	477.387	-10,5%	(17.615)	0,6%	52.308	-2,8%	(90.459)	6,5%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(18.460)	0,4%	(19.606)	0,6%	(11.483)	0,6%	(9.362)	0,7%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	648.432	-14,3%	25.210	-0,8%	115.495	-6,3%	(74.887)	5,4%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(371.129)	8,2%	(620.192)	19,2%	(299.612)	16,2%	(352.333)	25,4%

28.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2015 30-06-2015			01-01-2014 30-06-2014			01-04-2015 30-06-2015			01-04-2014 30-06-2014		
	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	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\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1.879)	0	(1.879)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	10.914	(2.947)	7.967	15.027	(3.005)	12.022	4.217	(1.139)	3.078	6.691	(1.338)	5.353
Total		(2.947)			(3.005)			(1.139)			(1.338)	

28.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	30-06-2015 M\$	31-12-2014 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.	6.393.747	3.881.314

29.- 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	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	4.160.251	2.606.820
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	22,74	14,25
Cantidad de acciones	182.932.687	182.932.687

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

30.- INFORMACION POR SEGMENTO.

30.1.- Criterios de segmentación.

La administración de Eliqsa ha considerado como un solo segmento de negocio la distribución de energía eléctrica.

El principal negocio de la Sociedad es la distribución de electricidad, a través de las líneas de distribución, subestaciones eléctricas y otras instalaciones. En consecuencia, para efectos de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo la distribución de energía eléctrica.

La distribución de energía eléctrica representa el 90,57 % de los ingresos de la Sociedad.

La información que se entrega al comité ejecutivo estratégico a nivel de estados intermedios de resultados por función y flujo de efectivo al 30 de junio de 2015 y 2014, es la siguiente:

30.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico			
	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$	01/04/2015 30/06/2015 M\$	01/04/2014 30/06/2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	30.416.825	26.020.088	14.962.749
Costo de ventas	(25.426.810)	(21.313.782)	(12.578.066)	(11.135.615)
Ganancia bruta	4.990.015	4.706.306	2.384.683	2.263.630
Otros ingresos, por función.	327.565	179.267	243.201	82.145
Gasto de administración.	(2.063.702)	(2.572.191)	(858.412)	(1.531.958)
Otras ganancias (pérdidas).	16.145	428.325	70.924	189.863
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	3.270.023	2.741.707	1.840.396	1.003.680
Ingresos financieros.	945.793	682.775	(59.089)	526.333
Costos financieros.	(590.059)	(247.853)	(295.880)	(118.699)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	842.245	527.362	331.867	249.631
Resultados por unidades de reajuste.	63.378	(476.979)	27.624	(273.713)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	4.531.380	3.227.012	1.844.918	1.387.232
Gasto por impuestos a las ganancias.	(371.129)	(620.192)	(299.612)	(352.333)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida)	4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Ganancia (pérdida)	4.160.251	2.606.820	1.545.306	1.034.899
Depreciación	852.030	754.743	452.100	379.240
Amortización	11.822	11.804	8.185	5.902
EBITDA	4.117.730	3.079.929	2.229.757	1.198.959

30.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile			
	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$	01/04/2015 30/06/2015 M\$	01/04/2014 30/06/2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	30.416.825	26.020.088	14.962.749

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01/01/2015 30/06/2015 M\$	01/01/2014 30/06/2014 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	3.644.353	844.100
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(1.517.618)	2.677.817
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(2.251.577)	(3.734.693)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(124.842)	(212.776)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(124.842)	(212.776)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	738.806	754.362
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	613.964	541.586

31.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

31.1.- Juicios y otras acciones legales.

31.1.1.-	Nombre del Juicio:	“Oyanedel Villagra Yasna y otros con Eliqsa”
	Fecha:	3 de abril de 2014.
	Tribunal:	3° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	1.929-2013.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
	Cuantía:	M\$ 350.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
31.1.2.-	Nombre del Juicio:	“Import Export Dignity Ltda. Con Eliqsa”
	Fecha:	12 de Septiembre de 2014.
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de Iquique.
	Rol:	1788-2014.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
	Cuantía:	M\$ 1.884.000.
	Estado:	Etapas de prueba.

Las contingencias enunciadas en el punto 31.1, cuentan con seguros, y de ser desfavorables para la Sociedad, éstas no comprometen su patrimonio.

31.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la sociedad.

31.3.- Sanciones.

31.3.1.- 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 ejercicio terminado al 30 de junio de 2015.

31.3.2.- De Otras autoridades administrativas.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2015.

31.4.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

32.- 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.

33.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2015 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30/06/2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Iquique	0	126	4	130	130
Alto Hospicio	0	5	0	5	5
Pozo Almonte	0	4	0	4	4
Total	0	135	4	139	139

Subsidiaria / área	31/12/2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Iquique	1	129	4	134	134
Alto Hospicio	0	5	0	5	5
Pozo Almonte	0	4	0	4	4
Total	1	138	4	143	143

34.- 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 30 de junio de 2015 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

35.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2015, fecha de cierre de los presentes estados financieros intermedios y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el resultado y patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General