

Estados Financieros

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

Santiago, Chile

31 de diciembre de 2016 y 2015



EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2016 y 2015**

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE.

II. ESTADOS FINANCIEROS.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.

M\$ Miles de pesos chilenos.
CL \$ Pesos chilenos.

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Iquique S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Fernando Zavala C.

EY Audit SpA.

Santiago, 25 de enero de 2017

Estados Financieros

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

31 de diciembre de 2016 y 2015

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	25	182.986
Otros activos no financieros.	10	14.690	105.236
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	20.561.105	22.160.881
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	161.281	1.943.343
Activos por impuestos.	9	1.026.085	0
Total activos corrientes		21.763.186	24.392.446
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	40.772	49.639
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	15.101.470	13.627.828
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	1	10.137
Plusvalía.	13	394.301	394.301
Propiedades, planta y equipo.	15	45.206.323	39.928.214
Total activos no corrientes		60.742.867	54.010.119
TOTAL ACTIVOS		82.506.053	78.402.565

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	585.651	469.284
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	19	8.315.376	5.326.900
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	3.539.823	8.568.098
Otras provisiones.	20	291.245	289.251
Pasivos por impuestos.	9	0	1.394.912
Otros pasivos no financieros.	22	556.533	609.650
Total pasivos corrientes		13.288.628	16.658.095
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	18	16.440.032	16.440.032
Cuentas por pagar.	19	11.659	11.262
Pasivo por impuestos diferidos.	17	2.715.858	2.323.446
Provisiones por beneficios a los empleados.	21	949.848	984.946
Otros pasivos no financieros.	22	3.910.258	0
Total pasivos no corrientes		24.027.655	19.759.686
TOTAL PASIVOS		37.316.283	36.417.781
PATRIMONIO			
Capital emitido.	23	8.678.041	8.678.041
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	23	19.897.691	19.245.829
Primas de emisión.		104.285	104.285
Otras reservas.	23	16.509.753	13.956.629
Total patrimonio		45.189.770	41.984.784
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		82.506.053	78.402.565

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	24	53.909.058	57.438.405
Costo de ventas	25	(43.627.605)	(46.371.929)
Ganancia bruta		10.281.453	11.066.476
Otros ingresos, por función.	24	37.135	131.098
Gasto de administración.	25	(5.886.201)	(5.054.344)
Otras ganancias (pérdidas).	25	(20.001)	457.248
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		4.412.386	6.600.478
Ingresos financieros.	26	325.122	915.974
Costos financieros.	26	(1.512.455)	(1.082.011)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	999.920	1.507.222
Resultados por unidades de reajuste.	26	(809)	75.983
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		4.224.164	8.017.646
Gasto por impuestos a las ganancias.	27	(640.899)	(918.310)
Ganancia (pérdida)		3.583.265	7.099.336
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	28	19,59	38,81
Ganancia (pérdida) por acción básica.	28	19,59	38,81

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2016 y 2015.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		3.583.265	7.099.336
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	23.8	2.492.036	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	23.8	107.978	25.266
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		2.600.014	25.266
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
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.	23.8	1.264.824	4.663
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		1.264.824	4.663
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		3.864.838	29.929
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	23.8	(672.850)	0
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	23.8	(29.154)	(6.822)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(702.004)	(6.822)
Otro resultado integral		3.162.834	23.107
Total resultado integral		6.746.099	7.122.443

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
 (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 total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	8.678.041	104.285	12.788.539	372.055	796.035	13.956.629	19.245.829	41.984.784
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)		0					3.583.265	3.583.265
Otro resultado integral		0	3.068.678	94.156		3.162.834		3.162.834
Total resultado integral	0	0	3.068.678	94.156	0	3.162.834	3.583.265	6.746.099
Dividendos.		0				0	(3.541.113)	(3.541.113)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(609.710)	0	0	(609.710)	609.710	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	2.458.968	94.156	0	2.553.124	651.862	3.204.986
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	8.678.041	104.285	15.247.507	466.211	796.035	16.509.753	19.897.691	45.189.770

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (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 total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	8.678.041	104.285	13.353.974	348.948	796.035	14.498.957	14.259.656	37.540.939
Cambios en patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)		0					7.099.336	7.099.336
Otro resultado integral		0	0	23.107	0	23.107		23.107
Total resultado integral	0	0	0	23.107	0	23.107	7.099.336	7.122.443
Emisión de patrimonio.	0	0				0		0
Dividendos.		0				0	(2.678.598)	(2.678.598)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(565.435)	0	0	(565.435)	565.435	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(565.435)	23.107	0	(542.328)	4.986.173	4.443.845
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2015	8.678.041	104.285	12.788.539	372.055	796.035	13.956.629	19.245.829	41.984.784

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	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.		74.287.389	75.418.410
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		17.090	0
Otros cobros por actividades de operación.		5.269.863	4.638.500
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(55.413.551)	(63.086.435)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(3.623.783)	(3.666.019)
Otros pagos por actividades de operación.		(3.270.743)	(1.004.675)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		791.100	901.085
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(3.325.374)	186.073
Otras entradas (salidas) de efectivo.		3.621	157.578
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		14.735.612	13.544.517
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		354.774	2.950
Compras de propiedades, planta y equipo.		(5.338.958)	(3.339.566)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(4.984.184)	(3.336.616)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas.	8	344.247.522	80.169.898
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	8	(349.459.903)	(87.797.497)
Dividendos pagados.		(3.852.365)	(2.391.653)
Intereses recibidos.		2.134	444
Intereses pagados.		(871.777)	(744.913)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(9.934.389)	(10.763.721)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	182.986	738.806
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		25	182.986

INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

1.-	INFORMACION GENERAL.	15
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	15
2.1.-	Aspectos regulatorios.	15
2.2.-	Mercado de distribución de electricidad.	16
2.3.-	Mercado de transmisión de electricidad.	20
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	21
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros.	21
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas para la Sociedad.	22
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.-	Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación.	26
3.5.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	26
3.6.-	Información financiera por segmentos operativos.	27
3.7.-	Propiedades, planta y equipo.	27
3.8.-	Propiedades de inversión.	29
3.9.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	29
3.10.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	29
3.11.-	Costos por intereses.	30
3.12.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	30
3.13.-	Activos financieros.	30
3.14.-	Inventarios.	33
3.15.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	33
3.16.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	33
3.17.-	Capital social.	33
3.18.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	34
3.19.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	34
3.20.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	34
3.21.-	Obligaciones por beneficios a los empleados.	34
3.22.-	Provisiones.	36
3.23.-	Subvenciones estatales.	36
3.24.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	36
3.25.-	Reconocimiento de ingresos.	37
3.26.-	Arrendamientos.	37
3.27.-	Contratos de construcción.	38
3.28.-	Distribución de dividendos.	38
3.29.-	Costo de ventas.	38
3.30.-	Estado de flujos de efectivo	38
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	39
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	39
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	39
4.3.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	40
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).	40
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	41
5.1.-	Riesgo financiero.	41
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	45
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	45
7.1.-	Composición del rubro.	45

7.2.-	Estratificación de la cartera.	48
7.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	49
7.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	50
7.5.-	Provisión y castigos.	50
7.6.-	Número y monto de operaciones.	50
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	51
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	52
8.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	55
9.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	55
10.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	56
11.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	57
11.1.-	Composición del rubro.	57
11.2.-	Inversiones en asociadas.	58
12.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	60
12.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	60
13.-	PLUSVALIA.	62
14.-	PROPIEDADES DE INVERSION.	62
14.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	62
14.2.-	Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	62
15.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	63
15.1.-	Vidas útiles.	63
15.2.-	Detalle de los rubros.	63
15.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	65
15.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	66
15.5.-	Costo por intereses.	66
15.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	66
16.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	68
16.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipo, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	68
16.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	69
17.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	70
17.1.-	Activos por impuestos diferidos.	70
17.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.	70
17.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	71
17.4.-	Compensación de partidas.	71
18.-	PASIVOS FINANCIEROS.	72
18.1.-	Clases de otros pasivos financieros.	72
18.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	73
19.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	74
19.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).	74
19.2.-	Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día.	75
20.-	OTRAS PROVISIONES.	75
20.1.-	Provisiones – saldos.	75
20.2.-	Movimiento de las provisiones.	76
21.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	77
21.1.-	Detalle del rubro.	77
21.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	77

21.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	77
21.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	78
21.5.- Hipótesis actuariales	78
22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	79
22.1.- Ingresos diferidos.	79
22.2.- Contratos de construcción.	80
23.- PATRIMONIO NETO.	81
23.1.- Gestión de capital.	81
23.2.- Capital suscrito y pagado.	81
23.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	81
23.4.- Política de dividendos.	81
23.5.- Dividendos.	82
23.6.- Reservas.	82
23.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	83
23.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	83
24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	84
24.1.- Ingresos ordinarios.	84
24.2.- Otros ingresos, por función.	85
25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	85
25.1.- Gastos por naturaleza.	85
25.2.- Gastos de personal.	86
25.3.- Depreciación y amortización.	86
25.4.- Otras ganancias (pérdidas).	86
26.- RESULTADO FINANCIERO.	87
26.1.- Composición unidades de reajuste.	87
27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	88
27.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	88
27.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	88
27.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	89
27.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	89
27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	89
28.- GANANCIAS POR ACCION.	90
29.- INFORMACION POR SEGMENTO.	90
29.1.- Criterios de segmentación.	90
29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	91
29.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	92
29.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	92
30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	92
30.1.- Juicios y otras acciones legales.	92
30.2.- Juicios arbitrales.	93
30.3.- Sanciones administrativas.	93
30.4.- Sanciones.	93
30.5.- Restricciones.	93
30.6.- Otras acciones legales.	93
31.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	93
32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	94
33.- MEDIO AMBIENTE.	94
34.- HECHOS POSTERIORES.	95

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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 N° 469 en la ciudad de Iquique en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0333, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y comercialización de 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.

Eliqsa, es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A, la cual es controlada por el Grupo CGE, es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile, que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por GAS NATURAL SDG, S.A. Asimismo, el controlador final de GAS NATURAL SDG, S.A. es Criteria Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa”, el grupo Repsol y Global Infraestructure Management (a través de su sociedad GIP III Canary 1), quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, grupo “la Caixa” poseía el 24,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A, el grupo Repsol 20% y Global Infraestructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al período terminado al 31 de diciembre de 2016, fue aprobada por el Directorio en Sesión Extraordinaria N° 436 de fecha 25 de enero de 2017, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN 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 de los últimos procesos de licitación de suministro eléctrico, adjudicados a partir de diciembre de 2014 a la fecha, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, incorporando incertidumbre a la oferta de energía y 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 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, 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.

Eliqa participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 98.081 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 478 GWh, en el período terminado al 31 de diciembre de 2016.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Eliqa cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2008 y 2016. En efecto, para abastecer los consumos de sus clientes regulados, la distribuidora mantiene contratos con los generadores Engie Energía Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.

En el mes de agosto de 2016, fue adjudicado el proceso denominado “Licitación Suministro 2015/01”, en el cual Eliqa licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Puelche Sur Eólica SPA, Tchamma Eólica SPA, WPD Duqueco SPA, WPD Malleco II SPA, WPD Malleco SPA, WPD Negrete SPA y WPD Santa Fe SPA.

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.

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 quadrienio noviembre 2012 - noviembre 2016. Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente al quadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020 no ha sido publicado, sin perjuicio de lo cual la aplicación de las tarifas de distribución que resulten de ese proceso regirá en forma retroactiva desde el 4 de noviembre del 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.

Entre los meses de mayo de 2015 y agosto de 2016, se publicaron los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015, 15T-2015, 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015, 24T-2015, 1T-2016, 4T-2016; 7T-2016 y 8T-2016, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, respectivamente. Mediante Oficio Circular N° 11167-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015; asimismo mediante Oficio Circular N° 1954-2016, las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2016; a través del Oficio Circular N° 3645-2016, las reliquidaciones correspondientes al Decreto 1T-2016; y a través del Oficio Circular N° 10571-2016, las reliquidaciones correspondientes a los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

En relación a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos y publicada el 20 de julio de 2016, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

Todo lo anterior ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

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.

A partir de la publicación de la Ley N° 20.936, con fecha 20 de julio de 2016, se modifica el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional (Troncal), Transmisión Zonal (Subtransmisión), Transmisión Dedicada (Adicional), Transmisión Asociada a Polos de Desarrollo y Transmisión de Interconexión Internacional.

Los sistemas de transmisión nacional están conformados por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, mientras que los sistemas de transmisión zonal corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación. Por su parte, los sistemas de transmisión dedicados corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Eliqa, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de subtransmisión.

Precios:

La definición de los segmentos que conforman el sistema de transmisión eléctrica y la metodología de tarifación de cada uno de ellos están contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Las instalaciones existentes de Transmisión Zonal son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y tiene vigencia para un periodo de cuatro años. El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

En Transmisión Nacional y Transmisión Zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes.

En el caso de ampliaciones, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

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 transmisión zonal están directamente relacionados con la demanda requerida por las distribuidoras. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos por transmisión y el crecimiento económico imperante en las zonas donde opera, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, es importante destacar la estabilidad del consumo eléctrico en Chile. Por lo anterior, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo, sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

Los presentes estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés).

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2016.

- 3.2.1.- 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.
- 3.2.2.- 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.
- 3.2.3.- 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.
- 3.2.4.- 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.
- 3.2.5.- 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”.

- 3.2.6.- 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.
 - 3.2.7.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenido 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.
 - 3.2.8.- 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.
 - 3.2.9.- 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.
 - 3.2.10.- 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.
 - 3.2.11.- 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.
- 3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, 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 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 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.
- 3.3.4.- Modificación a NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”, emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5 Modificación a NIC 12 “Impuesto a las ganancias”, emitida en enero de 2016, aclara como registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda medidos al valor razonable. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- 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. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 2 “Pagos basados en acciones”. Emitida en junio de 2016. Estas enmiendas realizadas abordan las condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo, la clasificación de transacciones de pagos basados en acciones, netas de retención de impuesto sobre la renta y la contabilización de las modificaciones realizadas a los términos de los contratos que modifiquen la clasificación de pagos liquidados en efectivo o liquidados en acciones de patrimonio

En la entrada en vigencia de la modificación no es obligatoria la restructuración de los estados financieros de ejercicios anteriores, pero su adopción retrospectiva es permitida. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada.

- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”. Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan IFRS 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la IFRS 9., permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.9.- CINIIF 22 “Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas”. Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada Si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada.

Las interpretaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.10.- NIIF 12 “Revelación de intereses en otras entidades”. Las modificaciones aclaran los requerimientos de revelación de la NIIF 12, aplicables a la participación de una entidad en una subsidiaria, un negocio conjunto o una asociada que está clasificada como mantenido para la venta. Las modificaciones serán efectivas a partir del 1 de enero de 2017 y su aplicación será retrospectivamente.

Las interpretaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 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.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de 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 integral).

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 resultados.

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.

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

3.5.1.- 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 Eliqsa es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros de la Sociedad.

3.5.2.- 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.

3.5.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / UF
31-12-2016	26.347,98
31-12-2015	25.629,09

CL \$ Pesos chilenos
U.F. Unidades de fomento

3.6.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmento 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, el que ha sido identificado como eléctrico. Esta información se detalla en Nota 29.

3.7.- 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 eléctrico, 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 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 incurren.

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 periodo 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.

3.8.- 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.

3.9.- 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 relacionado con adquisiciones de asociadas ya fusionadas se somete a pruebas por deterioro de valor, junto con el saldo total de los bienes del rubro propiedad, planta y equipo.

3.10.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.10.1.- 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.

3.10.2.- 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.

3.11.- 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).

3.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.

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.

3.13.- Activos financieros.

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

3.13.1- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor razonable).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

3.13.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son 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.

3.13.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados 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.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor razonable. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), la Sociedad establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

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.

3.14.- Inventarios.

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

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.

3.15.- 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.

3.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, 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 ejercicio comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio, en otros resultados integral o provienen de una combinación de negocios.

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

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

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

3.21.- Obligaciones por beneficios a los empleados.

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 (r), 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 el descrito en el punto 3.21.2.- 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 constructiva, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe puede ser 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 la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de cierre de los estados financieros, 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 estatales se reconocen por su valor razonable, 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, devoluciones, rebajas y descuentos.

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

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.- Ventas de bienes.

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

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

3.25.3.- Ingresos por intereses.

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

3.26.- Arrendamientos.

3.26.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

3.26.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.27.- 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.

3.28.- 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.

3.29.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para la distribución de energía eléctrica, depreciaciones de instalaciones y mano de obra directa a servicios prestados. Estos costos incluyen principalmente los costos de adquisición netos de descuentos obtenidos, los gastos e impuestos no recuperables.

3.30.- Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

- Actividades de operación: actividades que constituyen los ingresos ordinarios del grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de operación.

La Sociedad no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

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

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 3.13. 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 al 31 de diciembre de 2016 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 16).

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

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando 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 el beneficio se pagará y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

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

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión 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; el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015; el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015; el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015; el 4 de enero de 2016, el Decreto 22T-2015; el 21 de enero de 2016, el Decreto 24T-2015; el 4 de marzo de 2016, el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016 y el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016, 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, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016; 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, 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, mediante el Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante el Oficio N° 1954/2016 del 17 de febrero de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2015, mediante el Oficio N° 3645/2016 del 28 de marzo de 2016, las reliquidaciones del Decreto 1T-2016, y a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

En relación a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

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 participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos, 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 diciembre de 2016, la deuda financiera de Eliqsa alcanzó a M\$ 17.025.683, la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	17.025.683	100,00%	16.909.316	100,00%
Total deuda financiera	17.025.683	100,00%	16.909.316	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2016 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 31 de diciembre de 2016, la deuda financiera de Eliqsa (sólo capital vigente adeudado) 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\$ 164.400 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 31 de diciembre de 2016, un 100% de la deuda financiera (sólo capital vigente adeudado) 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 31-12-2016	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	818.608	17.437.718	18.256.326
Total	818.608	17.437.718	18.256.326
Porcentualidad	4%	96%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2015	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Total M\$
Bancos	682.299	17.637.454	18.319.753
Total	682.299	17.637.454	18.319.753
Porcentualidad	4%	96%	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.

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 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 4,1 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 1,91% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	53.946.193	57.569.503
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	21.830.833	23.003.343
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	1.228.956	792.823
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	4,1	4,0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	1,91%	1,16%

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 31 de diciembre de 2016. 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 31 de diciembre de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	17.025.683	17.042.816	0,10%
Total pasivo financiero	17.025.683	17.042.816	0,10%

Deuda al 31 de diciembre de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	16.909.316	16.419.039	-2,90%
Total pasivo financiero	16.909.316	16.419.039	-2,90%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	25	7.465
Saldos en bancos.	0	175.521
Total efectivo.	25	182.986

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no difieren del presentado en los estados de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	25	182.986
Total		25	182.986

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, neto.	16.815.490	20.444.345	19.311	27.423
Otras cuentas por cobrar, neto.	3.745.615	1.716.536	21.461	22.216
Total	20.561.105	22.160.881	40.772	49.639

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	164.630	148.426	21.461	22.216
Anticipo de remuneraciones.	61.809	48.947	0	0
Fondos por rendir.	7.585	5.571	0	0
Sub total	234.024	202.944	21.461	22.216
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	3.153.262	1.615.646	0	0
Anticipo Proveedores.	504.351	69.062	0	0
Otros documentos por cobrar.	27.971	2.877	0	0
Provisión de deterioro.	(173.993)	(173.993)	0	0
Sub total	3.511.591	1.513.592	0	0
Total	3.745.615	1.716.536	21.461	22.216

(*) Ver Nota N° 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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, bruto.	17.870.453	21.063.175	19.311	27.423
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.919.608	1.890.529	21.461	22.216
Total	21.790.061	22.953.704	40.772	49.639

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales.	1.054.963	618.830
Otras cuentas por cobrar.	173.993	173.993
Total	1.228.956	792.823

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial.	792.823	667.920
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(152.081)	(141.096)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	588.214	265.999
Total	1.228.956	792.823

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.

Respecto de 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 las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos cuya antigüedad de morosidad sea igual o superior a 180 días (seis meses). Se computa el cálculo de 180 días a partir del vencimiento del documento de cobro (facturas, boletas, convenios, etc). Los servicios clasificados como municipales y fiscales son excluidos de esta provisión.

Asimismo, se provisionan aquellos clientes que sin cumplir con la condición descrita en el párrafo anterior, en función de su situación jurídica, como son por ejemplo, los deudores en estado de quiebra o en los que exista una reclamación judicial, donde no se tenga certeza de su recuperabilidad.

La administración evalúa además, el provisionar convenios o programas especiales de recuperación de clientes que evidencien un alto riesgo de incobrabilidad.

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 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

31-12-2016	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.	12.353.087	3.002.797	731.920	282.439	161.881	139.271	166.917	107.219	96.818	847.415	17.889.764	17.870.453	19.311
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.482.038	229.515	229.516	0	0	0	0	0	0	0	3.941.069	3.919.608	21.461
Provision deterioro	(548)	(1.151)	(174.423)	(167)	(402)	(358)	(455)	(107.219)	(96.818)	(847.415)	(1.228.956)	(1.228.956)	0
Total	15.834.577	3.231.161	787.013	282.272	161.479	138.913	166.462	0	0	0	20.601.877	20.561.105	40.772

31-12-2015	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.	15.865.569	3.147.343	801.361	359.556	157.567	72.393	108.748	47.815	56.049	474.197	21.090.598	21.063.175	27.423
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.595.535	158.605	158.605	0	0	0	0	0	0	0	1.912.745	1.890.529	22.216
Provision deterioro	(82)	(15.520)	(158.605)	(25)	0	(619)	(39.911)	(47.815)	(56.049)	(474.197)	(792.823)	(792.823)	0
Total	17.461.022	3.290.428	801.361	359.531	157.567	71.774	68.837	0	0	0	22.210.520	22.160.881	49.639

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

31-12-2016								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	4.132.360	0	0	0	0	4.132.360	0
Por vencer. (2)	19.151	7.998.855	(548)	3.349	221.872	0	8.220.727	(548)
Sub total por vencer	19.151	12.131.215	(548)	3.349	221.872	0	12.353.087	(548)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	19.367	2.982.076	(1.151)	330	20.721	0	3.002.797	(1.151)
Entre 31 y 60 días	3.459	722.388	(432)	153	9.532	0	731.920	(432)
Entre 61 y 90 días	3.534	275.193	(167)	205	7.246	0	282.439	(167)
Entre 91 y 120 días	1.268	154.566	(402)	126	7.315	0	161.881	(402)
Entre 121 y 150 días	505	133.120	(358)	65	6.151	0	139.271	(358)
Entre 151 y 180 días	1.922	161.825	(455)	148	5.092	0	166.917	(455)
Entre 181 y 210 días	1.819	100.977	(100.975)	81	6.242	(6.242)	107.219	(107.217)
Entre 211 y 250 días	1.704	91.828	(91.828)	97	4.990	(4.990)	96.818	(96.818)
Más de 250 días	9.029	734.961	(734.961)	1.624	112.454	(112.454)	847.415	(847.415)
Sub total vencidos	42.607	5.356.934	(930.729)	2.829	179.743	(123.686)	5.536.677	(1.054.415)
Total	61.758	17.488.149	(931.277)	6.178	401.615	(123.686)	17.889.764	(1.054.963)

31-12-2015								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		11.149.973			0		11.149.973	
Por vencer. (2)	32.405	4.535.200	(82)	2.253	180.396	0	4.715.596	(82)
Sub total por vencer	32.405	15.685.173	(82)	2.253	180.396	0	15.865.569	(82)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	31.400	3.130.734	(132)	236	16.609	0	3.147.343	(132)
Entre 31 y 60 días	1.632	792.057	0	85	9.304	0	801.361	0
Entre 61 y 90 días	1.240	354.176	(25)	63	5.380	0	359.556	(25)
Entre 91 y 120 días	457	151.497	0	59	6.070	0	157.567	0
Entre 121 y 150 días	647	69.850	(619)	21	2.543	0	72.393	(619)
Entre 151 y 180 días	53	106.196	(39.911)	33	2.552	0	108.748	(39.911)
Entre 181 y 210 días	143	44.090	(44.090)	47	3.725	(3.725)	47.815	(47.815)
Entre 211 y 250 días	146	51.154	(51.154)	57	4.895	(4.895)	56.049	(56.049)
Más de 250 días	2.400	387.847	(387.847)	752	86.350	(86.350)	474.197	(474.197)
Sub total vencidos	38.118	5.087.601	(523.778)	1.353	137.428	(94.970)	5.225.029	(618.748)
Total	70.523	20.772.774	(523.860)	3.606	317.824	(94.970)	21.090.598	(618.830)

(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 y las reliquidaciones de precio por aplicar a los clientes.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran 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 cobranza judicial al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2016		
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada	
	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	5	14.227
Total	5	14.227

No existe cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre 2015.

7.5.- Provisión y castigos.

El movimiento de la provisión con efecto en resultado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	559.498	321.707
Provisión cartera repactada	28.716	(55.708)
Total	588.214	265.999

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2016 31-12-2016
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	1.225.161	53.909.058
Total	1.225.161	53.909.058

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2015 31-12-2015
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	1.187.871	57.438.405
Total	1.187.871	57.438.405

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

Las transacciones con empresas relacionadas son por lo general 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	99	100
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	5.814	25.899
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Asociada	CL \$	559	6.357
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	76	127
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.539	2.517
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	4.320
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	37.545
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	152.194	73.356
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	1.793.122
TOTALES							161.281	1.943.343

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16.924	62.172
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	33
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	219.951	198.552
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	3.206	32.868
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	3.110.477	1.559.520
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	653
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	154.960	6.357.491
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	269	816
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	10.345	2.384
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	0	184.100
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	4.763
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	67
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	0	82.072
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Coligante	CL \$	2.514	4.320
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	21.177	69.265
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	9.022
TOTALES							3.539.823	8.568.098

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	0	0	87.797.497	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Cuenta corriente mercantil	CL \$	0	0	80.169.898	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Intereses cobrados	CL \$	0	0	444	444
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Intereses pagados	CL \$	0	0	368.910	(368.910)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Ex-Controladora	Asesorías profesionales	CL \$	0	0	241.559	(241.559)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	349.459.903	0	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil	CL \$	344.247.522	0	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL \$	2.134	2.134	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	148.557	(148.557)	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL \$	406.631	(406.631)	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	396	396	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de	CL \$	0	0	71.117	71.117
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de	CL \$	246.049	246.049	242.745	242.745
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	825	343	627	627
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Soporte call center	CL \$	37.337	(37.337)	49.584	(49.584)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	0	0	4.828	4.828
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL \$	764	764	104.746	104.746
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	863.743	(863.743)	546.770	(546.770)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos	CL \$	45.814	(45.814)	51.311	(51.311)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	20.230	(20.230)	57.076	(57.076)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	2.104	(2.104)	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	30.630	(30.630)	6.846	(6.846)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	1.996.623	(358.786)	214.987	(214.987)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CL \$	37.430	(37.430)	8.430	(8.430)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	7.401	7.401
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activos	CL \$	0	0	684.878	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	15.596	15.596	10.141	10.141
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	0	0	6.156	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de	CL \$	792.087	(792.087)	864.138	(864.138)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	15.764	15.764	18.800	18.800
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	244.697	(244.697)	93.352	(93.352)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de	CL \$	81.912	(79.558)	88.225	(88.225)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL \$	332.027	(332.027)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	398.042	398.042	178.146	178.146
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	12.900	(12.900)	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de administración	CL \$	0	0	514.682	(514.682)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	91.672	91.672	259.635	259.635
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	206.119	(206.119)	178.203	(148.407)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	0	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	2.704	2.704
TOTALES						699.737.508	(2.847.890)	172.843.836	(2.352.943)

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 13 de abril de 2016, 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 2016 - 2018.

Rafael Salas Cox	Presidente del Directorio
Gonzalo Soto Serdio	Vicepresidente del Directorio
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director
Matías Hepp Valenzuela	Director
Francisco Sánchez Hormazábal	Director

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 426 de fecha 25 de abril de 2016 se designó como Presidente de Directorio de la Sociedad al director señor Rafael Salas Cox y como Vicepresidente al director señor Gonzalo Soto Serdio.

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un gerente general, y dos gerentes de área.

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 S.A. dado que 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.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	1.929.101	1.082.870
Rebajas al impuesto.	22.539	22.528
Créditos al impuesto.	25.872	22.478
Subtotal activos por impuestos	1.977.512	1.127.876
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(951.427)	(2.522.788)
Subtotal pasivos por impuestos	(951.427)	(2.522.788)
Total activos (pasivos) por impuestos	1.026.085	(1.394.912)

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gastos pagados por anticipado.	0	90.860
Garantías de arriendo.	14.690	14.376
Total	14.690	105.236

Los gastos anticipados corresponden principalmente a costos de seguros y arriendos pagados por anticipado.

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

11.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2016

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2016 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Inversiones en asociadas.	13.627.828	999.920	(791.100)	1.264.822	15.101.470
Total	13.627.828	999.920	(791.100)	1.264.822	15.101.470

Al 31 de diciembre 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 31-12-2015 M\$
Inversiones en asociadas.	13.017.027	1.507.222	(901.085)	4.664	13.627.828
Total	13.017.027	1.507.222	(901.085)	4.664	13.627.828

11.2.- Inversiones en asociadas.

11.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación y los movimientos en las mismas.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2016 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	7.035.072	643.101	(506.000)	958.477	8.130.650
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	4.268.650	191.277	(196.000)	165.324	4.429.251
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	2.324.106	165.542	(89.100)	141.021	2.541.569
Total					13.627.828	999.920	(791.100)	1.264.822	15.101.470

Saldos al 31 de diciembre 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 31-12-2015 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73191%	24,73191%	6.717.821	888.712	(575.000)	3.539	7.035.072
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74315%	7,74315%	4.016.507	456.818	(205.800)	1.125	4.268.650
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,00000%	9,00000%	2.282.699	161.692	(120.285)	0	2.324.106
Total					13.017.027	1.507.222	(901.085)	4.664	13.627.828

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2016												
		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%	10.924.402	42.489.652	53.414.054	4.818.198	15.720.723	20.538.921	32.875.133	31.774.147	(29.173.861)	2.600.286	2.600.286	3.875.470	6.475.756
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74315%	25.077.589	97.750.980	122.828.569	14.841.915	50.784.447	65.626.362	57.202.207	94.574.243	(92.103.968)	2.470.275	2.470.275	2.135.101	4.605.376
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	9,00000%	3.026.351	44.899.639	47.925.990	12.400.477	7.285.861	19.686.338	28.239.652	5.973.591	(4.134.234)	1.839.357	1.839.357	1.566.897	3.406.254
Total		39.028.342	185.140.271	224.168.613	32.060.590	73.791.031	105.851.621	118.316.992	132.321.981	(125.412.063)	6.909.918	6.909.918	7.577.468	14.487.386

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2015												
		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%	10.283.272	35.941.540	46.224.812	5.344.395	12.435.099	17.779.494	28.445.318	24.344.631	(21.509.839)	2.834.792	2.834.792	11.583	2.846.375
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74315%	36.575.477	86.677.098	123.252.575	17.807.584	50.316.890	68.124.474	55.128.101	76.308.694	(71.071.941)	5.236.753	5.236.753	8.800	5.245.553
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	9,00000%	1.894.805	43.168.864	45.063.669	1.278.077	17.962.194	19.240.271	25.823.398	3.677.914	(2.340.127)	1.337.787	1.337.787	0	1.337.787
Total		48.753.554	165.787.502	214.541.056	24.430.056	80.714.183	105.144.239	109.396.817	104.331.239	(94.921.907)	9.409.332	9.409.332	20.383	9.429.715

12- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	98.174	(98.173)	1
Total	98.174	(98.173)	1

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	98.174	(88.037)	10.137
Total	98.174	(88.037)	10.137

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2016 alcanza a M\$ 98.173 y M\$ 88.037 al 31 de diciembre de 2015, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	3
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016	
	Programas informáticos, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	10.137	10.137
Amortización.	(10.136)	(10.136)
Cambios, total	(10.136)	(10.136)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	1	1

Movimientos en activos intangibles	31-12-2015	
	Programas informáticos, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	34.817	34.817
Amortización.	(24.680)	(24.680)
Cambios, total	(24.680)	(24.680)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	10.137	10.137

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$
Gastos de administración.	10.136	24.680
Total	10.136	24.680

13.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2015		Movimientos 2016
					Saldo al	Saldo al	Saldo al
					01-01-2015	31-12-2015	31-12-2016
					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

14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo Inicial	0	151.300
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	0	(151.300)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	(151.300)
Total	0	0

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

14.2.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	34.556	37.693

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- 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.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	10	55
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	3
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	5	45
Vida útil para vehículos de motor.	5	5

La vida útil de los edificios de oficinas se ha estimado en base a estudios técnicos disponibles que consideran en cada caso las características de los materiales y las tecnologías disponibles al instante de la construcción.

15.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	7.657.682	3.765.327
Terrenos.	3.407.750	1.732.037
Edificios.	1.386.120	2.148.584
Planta y equipo.	31.454.954	30.754.499
Subestaciones de poder.	7.798.031	7.046.367
Subestaciones de distribución.	4.587.878	4.127.331
Líneas y redes de media y baja tensión.	18.145.548	18.750.864
Medidores.	923.497	829.937
Equipamiento de tecnología de la información	582	1.220
Instalaciones fijas y accesorios	860.791	1.010.256
Equipos de comunicaciones.	71.078	84.088
Herramientas.	647.598	541.819
Muebles y útiles.	79.399	34.159
Instalaciones y accesorios diversos.	62.716	350.190
Vehículos de motor.	438.444	516.291
Total	45.206.323	39.928.214

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	7.657.682	3.765.327
Terrenos.	3.407.750	1.732.037
Edificios.	2.348.097	3.036.301
Planta y equipo.	38.808.798	40.477.308
Subestaciones de poder.	9.182.910	8.574.919
Subestaciones de distribución.	5.752.789	6.188.921
Líneas y redes de media y baja tensión.	22.084.228	23.971.756
Medidores.	1.788.871	1.741.712
Equipamiento de tecnología de la información	61.169	61.169
Instalaciones fijas y accesorios	2.855.618	2.848.727
Equipos de comunicaciones.	668.757	666.319
Herramientas.	1.590.342	1.302.677
Muebles y útiles.	224.603	98.147
Instalaciones y accesorios diversos.	371.916	781.584
Vehículos de motor.	1.145.399	1.145.399
Total	56.284.513	53.066.268

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipo.	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Edificios.	961.977	887.717
Planta y equipo.	7.353.844	9.722.809
Subestaciones de poder.	1.384.879	1.528.552
Subestaciones de distribución.	1.164.911	2.061.590
Líneas y redes de media y baja tensión.	3.938.680	5.220.892
Medidores.	865.374	911.775
Equipamiento de tecnología de la información	60.587	59.949
Instalaciones fijas y accesorios	1.994.827	1.838.471
Equipos de comunicaciones.	597.679	582.231
Herramientas.	942.744	760.858
Muebles y útiles.	145.204	63.988
Instalaciones y accesorios diversos.	309.200	431.394
Vehículos de motor.	706.955	629.108
Total	11.078.190	13.138.054

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento año 2016		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	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		3.765.327	1.732.037	2.148.584	30.754.499	1.220	1.010.256	516.291	39.928.214	
Cambios	Adiciones.	4.416.064	0	0	16.231		5.853		4.438.148	
	Gasto por depreciación y retiros.			(74.260)	(1.306.379)	(638)	(156.355)	(77.847)	(1.615.479)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto.		1.675.713	(688.204)	1.504.527	0	0	0	2.492.036	
	Sub total reconocido en patrimonio neto		1.675.713	(688.204)	1.504.527	0	0	0	2.492.036	
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.				(36.596)				0	(36.596)
	Otros incrementos (decrementos).	(523.709)			522.672		1.037	0	0	0
Total cambios	3.892.355	1.675.713	(762.464)	700.455	(638)	(149.465)	(77.847)	5.278.109		
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		7.657.682	3.407.750	1.386.120	31.454.954	582	860.791	438.444	45.206.323	

Movimiento al 31 de diciembre 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	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		3.106.734	1.732.037	2.226.430	30.229.234	5.268	1.089.425	451.092	38.840.220
Cambios	Adiciones.	2.624.135	0	0	8.980	0	0	0	2.633.115
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(1.500)	(1.500)
	Gasto por depreciación y retiros.			(77.846)	(1.236.912)	(5.898)	(143.131)	(79.834)	(1.543.621)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.965.542)	0		1.753.197	1.850	63.962	146.533	0
Total cambios	658.593	0	(77.846)	525.265	(4.048)	(79.169)	65.199	1.087.994	
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		3.765.327	1.732.037	2.148.584	30.754.499	1.220	1.010.256	516.291	39.928.214

15.4.- 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 en el sector electricidad y con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de la Sociedad.

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo.	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	139.548	155.009
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	4.416.064	2.624.135

15.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

15.6.- 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 auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes 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.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, fueron efectuadas de acuerdo a NIC 16, tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos.

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 2016 se revaluaron los bienes del segmento eléctrico 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 2016 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.492.036, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016 asciende al valor de M\$ 14.278.589.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Terrenos.	418.082	418.082
Edificios.	1.171.453	1.184.267
Planta y equipos.	20.380.700	20.625.352
Total	21.970.235	22.227.701

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	12.407.419	12.950.801
Ajustes de revaluación.	2.492.036	0
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(43.990)	(132.070)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluado.	(576.877)	(411.312)
Movimiento del ejercicio	1.871.169	(543.382)
Total	14.278.588	12.407.419

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2016			31-12-2015		
	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.	3.407.751	418.082	2.989.669	1.732.037	418.082	1.313.955
Edificios.	1.386.118	1.171.453	214.665	2.148.584	1.184.268	964.316
Planta y equipos.	31.454.954	20.380.700	11.074.254	30.754.499	20.625.351	10.129.148
Total	36.248.823	21.970.235	14.278.588	34.635.120	22.227.701	12.407.419

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcción en curso.	7.657.682	3.765.327
Equipamiento de tecnologías de la información.	582	1.220
Instalaciones fijas y accesorios.	860.792	1.010.256
Vehículos de motor.	438.444	516.291
Total	8.957.500	5.293.094

16.- DETERIORO DE ACTIVOS.

16.1.- 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 la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12.- 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, 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 31 de diciembre de 2016, fluctuaron entre un 8,5% y 11,5%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en las Propiedades, planta y equipo, plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2015, no existiendo indicios de deterioro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 31-12-2016		
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(36.597)	(588.214)	(624.811)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-12-2015		
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	0	(265.999)	(265.999)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 7.5.

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 31-12-2016	
	Eléctrico M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(624.811)	(624.811)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 31-12-2015	
	Eléctrico M\$	Total M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(265.999)	(265.999)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2016		31-12-2015	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	394.301	394.301	394.301	394.301

17.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

17.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	725.438	673.878
Relativos a ingresos anticipados	35.828	55.055
Relativos a provisiones.	0	139.276
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	246.572	124.404
Relativos a cuentas por cobrar.	313.384	190.278
Relativos a los inventarios.	1.722	0
Relativos a otros.	21.642	21.642
Total	1.344.586	1.204.533

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

17.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	3.855.219	3.350.003
Relativos a cuentas por cobrar.	205.225	177.976
Total	4.060.444	3.527.979

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	1.204.533	702.301
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	140.053	502.232
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	140.053	502.232
Total	1.344.586	1.204.533

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	3.527.979	4.626.980
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	532.465	(1.099.001)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	532.465	(1.099.001)
Total	4.060.444	3.527.979

17.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	31-12-2016			31-12-2015		
	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.	1.344.586	(1.344.586)	0	1.204.533	(1.204.533)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(4.060.444)	1.344.586	(2.715.858)	(3.527.979)	1.204.533	(2.323.446)
Total	(2.715.858)	0	(2.715.858)	(2.323.446)	0	(2.323.446)

18.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

18.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2016		31-12-2015	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL\$	585.651	16.440.032	469.284	16.440.032
Total préstamos bancarios		585.651	16.440.032	469.284	16.440.032
Total		585.651	16.440.032	469.284	16.440.032

CL\$: Pesos chilenos.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes		
							Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos		Total no corrientes
							hasta 1 mes	31-12-2016	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	31-12-2016
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin garantía	158.775	158.775	0	7.620.594	7.620.594
Chile	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin garantía	426.876	426.876	8.819.438	0	8.819.438
Totales							585.651	585.651	8.819.438	7.620.594	16.440.032

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
							Vencimientos	Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
							hasta 1 mes	31-12-2015	más de 2 hasta 3 años	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,34%	4,34%	Sin garantía	148.830	148.830	7.620.594	7.620.594
Chile	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin garantía	320.454	320.454	8.819.438	8.819.438
Totales							469.284	469.284	16.440.032	16.440.032

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	4.729.245	2.708.510	0	0
Retenciones.	1.029.770	978.602	0	0
Dividendos por pagar.	70.578	70.852	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (Nota 19.1)	515.914	452.334	0	0
Proveedores no energéticos.	1.711.066	840.320	0	0
Acreedores varios.	42.843	73.772	11.659	11.262
Otros.	215.960	202.510	0	0
Total	8.315.376	5.326.900	11.659	11.262

(*) Ver Nota N° 4.4.

El principal proveedor de la sociedad es E-CL representa el 35% del saldo al 31 de diciembre de 2016.

19.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Vacaciones del personal.	237.818	211.907
Bonificaciones de feriados	79.409	79.157
Participación sobre resultados.	198.687	161.270
Total	515.914	452.334

19.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día.

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	6.440.311	1.381.951	7.822.262
Entre 31 y 60 días	0	322.047	322.047
Entre 61 y 90 días	0	4.852	4.852
Entre 91 y 120 días	0	2.437	2.437
Entre 121 y 365 días	0	163.778	163.778
Más de 365 días	0	11.659	11.659
Total	6.440.311	1.886.724	8.327.035

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	3.548.830	857.794	4.406.624
Entre 31 y 60 días	0	291.553	291.553
Entre 61 y 90 días	0	290.829	290.829
Entre 91 y 120 días	0	769	769
Entre 121 y 365 días	0	337.125	337.125
Más de 365 días	0	11.262	11.262
Total	3.548.830	1.789.332	5.338.162

20.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

20.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	22.029	0
Participación en utilidades y bonos.	269.216	289.251
Total	291.245	289.251

20.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

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

20.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se provisionan en el ejercicio en curso y se paga al mes siguiente de la aprobación anual de los estados financieros.

20.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Conceptos	Movimiento de provisiones		
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al 31-12-2016
	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	0	289.251	289.251
Provisiones adicionales.	21.444	0	21.444
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	585	217.336	217.921
Provisión utilizada.	0	(237.371)	(237.371)
Total cambio en provisiones	22.029	(20.035)	1.994
Saldo al 31 de diciembre de 2016	22.029	269.216	291.245

Saldos al 31 diciembre de 2015.

Conceptos	Movimiento de provisiones		
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al 31-12-2015
	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	34.535	298.650	333.185
Provisiones adicionales.	116.793	0	116.793
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(4.496)	241.272	236.776
Provisión utilizada.	(19.387)	(250.671)	(270.058)
Reversión de provisión no utilizada.	(127.445)	0	(127.445)
Total cambio en provisiones	(34.535)	(9.399)	(43.934)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	0	289.251	289.251

21.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

21.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	949.848	984.946
Total	949.848	984.946

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	984.946	1.073.567
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	53.012	96.772
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	46.840	18.250
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(107.979)	(25.265)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(26.971)	(178.378)
Total cambios en provisiones	(35.098)	(88.621)
Total	949.848	984.946

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	949.848	984.946
Total	949.848	984.946

21.4.- 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
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	53.011	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	46.840	18.250	Costos Financieros.
Total	99.851	115.022	

21.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,75%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2016, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

31 de diciembre de 2016, 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	87.967	(75.058)

22.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos. (Nota 22.1)	110.322	208.230	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	446.211	401.420	0	0
Otros.	0	0	3.910.258	0
Total	556.533	609.650	3.910.258	0

22.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	103.920	167.531
Otros ingresos diferidos.	6.402	40.699
Total	110.322	208.230

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	208.230	153.585
Adiciones.	1.499.833	1.771.572
Imputación a resultados.	(1.597.741)	(1.716.927)
Total	110.322	208.230

22.2.- Contratos de construcción.

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

22.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	2.191.598	1.058.362
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(1.781.625)	(434.921)
Total	409.973	623.441

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

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	2.277.454	501.970
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	103.920	167.531
Facturaciones por avances de obras	2.277.454	501.970

22.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	3.910.258	1.605.469	PER - FNDR
Bonificación a mano de obra - DL_889.	40.381	82.628	Subvención

23.- PATRIMONIO NETO.

23.1.- Gestión de capital.

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, créditos bancarios.

23.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.678.041.

23.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 el capital de Empresa Eléctrica de Iquique S.A., está representado por 182.932.687, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

23.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2016, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2016 consistente en la intención de distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2016. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el 2017.

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

23.5.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 27 celebrada el 26 de marzo de 2015, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 101 de \$ 3,00.- 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.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 420 celebrada el 26 de octubre de 2015, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 102 de \$ 10,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 11 de noviembre de 2015, por un total de M\$ 1.829.327.-

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 28 celebrada el 13 de abril de 2016, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 103 de \$ 13,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 25 de abril de 2016, por un total de M\$ 2.378.125. De este dividendo la cantidad de M\$ 300.474 fue provisionada como dividendo mínimo al cierre del ejercicio 2015.-

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 433 celebrada el 24 de octubre de 2016, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 104 de \$ 8,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 22 de noviembre de 2016, por un total de M\$ 1.463.461.-

23.6.- Reservas.

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

23.6.1.- Superávit de revaluación.

Corresponde a la revaluación del rubro propiedades, planta y equipo, la cual se presenta neta de su respectivo impuesto diferido y depreciación, esta última es reciclada a las ganancias (pérdidas) acumuladas.

Al 31 de diciembre de 2016 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\$ 3.068.678 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 15.247.507, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 609.710.

23.6.2.- 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 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 466.211, (M\$ 372.056 al 31 de diciembre del 2015) ambos netos de impuestos diferidos.

23.6.3.- 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 y otras reservas que se reconocen de inversiones en asociadas.

23.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 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	6.681.172	3.789.288
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	3.158.102	2.548.392
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	304.222	304.222
Dividendos mínimos de acuerdo a política	0	(300.473)
Dividendos provisorios	(1.463.461)	(1.829.327)
Resultado del período o ejercicio	3.583.265	7.099.336
Total	19.897.691	19.245.829

(*) 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 con cargo o abono a patrimonio según correspondiera.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2016	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			3.583.265
Reservas por revaluación			
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	2.492.036	(672.850)	1.819.186
Total movimientos del período o ejercicio	2.492.036	(672.850)	1.819.186
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos			
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	107.978	(29.154)	78.824
Total movimientos del período o ejercicio	107.978	(29.154)	78.824
Otras reservas			
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	1.264.824	0	1.264.824
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.	0	0	0
Total movimientos del período o ejercicio	1.264.824	0	1.264.824
Total resultado integral			6.746.099

Movimientos al 31 de diciembre de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2015	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			7.099.336
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios			
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	25.266	(6.822)	18.444
Total movimientos del período o ejercicio	25.266	(6.822)	18.444
Otras reservas			
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	4.663	0	4.663
Total movimientos del período o ejercicio	4.663	0	4.663
Total resultado integral			7.122.443

24.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

24.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ventas	44.264.397	48.693.179
Venta de energía.	44.263.085	48.692.611
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.312	568
Prestaciones de servicios	9.644.661	8.745.226
Recargos regulados, peajes y transmisión.	3.724.593	4.848.951
Arriendo de equipos de medida.	130.890	131.304
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	0	7.926
Apoyos en postación.	58.453	56.953
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	5.730.725	3.700.092
Total	53.909.058	57.438.405

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Las otras prestaciones corresponden a otros servicios eléctricos regulados tales como: Intereses por mora, cargos fijos por pago fuera de plazo, comisión por recaudación a terceros y servicios operacionales y administrativos a empresas relacionadas.

24.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	34.556	37.693
Otros ingresos de operación.	2.579	93.405
Total	37.135	131.098

25.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 que se adjunta, se descomponen como se indica en 25.1, 25.2, 25.3 y 25.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Costo de venta.	43.627.605	46.371.929
Costo de administración.	5.886.201	5.054.344
Total	49.513.806	51.426.273

25.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Compra de energía.	35.530.753	39.166.315
Gastos de personal.	4.215.398	3.645.068
Gastos de operación y mantenimiento.	5.734.384	3.142.243
Gastos de administración.	2.547.204	4.071.838
Depreciación.	1.475.931	1.376.129
Amortización.	10.136	24.680
Total	49.513.806	51.426.273

25.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	3.754.637	2.508.834
Beneficios a corto plazo a los empleados.	263.875	452.667
Beneficios por terminación.	196.886	166.621
Otros gastos de personal.	0	516.946
Total	4.215.398	3.645.068

25.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	1.192.211	1.215.533
Gasto de administración.	283.720	160.596
Otras ganancias (pérdidas).	139.548	167.492
Total depreciación	1.615.479	1.543.621
Amortización		
Gasto de administración.	10.136	24.680
Total amortización	10.136	24.680
Total	1.625.615	1.568.301

25.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(139.548)	(167.492)
Venta de chatarra.	10.885	36.784
Venta de propiedades, planta y equipo.	0	204.924
Juicios o arbitrajes.	(28.814)	(13.534)
Otras (ganancias) pérdidas.	(36.260)	(1.435)
Aportes de terceros para financiar obras propias	173.736	398.001
Total	(20.001)	457.248

26.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, y resultados por unidades de reajustes del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	319.106	955.301
Otros ingresos financieros.	6.016	(39.327)
Total ingresos financieros	325.122	915.974
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(841.041)	(658.083)
Otros gastos.	(671.414)	(423.928)
Total costos financieros	(1.512.455)	(1.082.011)
Total resultados por unidades de reajuste	(809)	75.983
Total	(1.188.142)	(90.054)

26.1.- Composición unidades de reajuste.

(*) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	314	0
Activos por impuestos.	15.643	51.402
Total unidades de reajuste por activos	15.957	51.402
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	0	35.498
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1.976)	(9.754)
Pasivos por impuestos.	(14.384)	
Provisiones por beneficios a los empleados.	(406)	(1.163)
Total unidades de reajuste por pasivos	(16.766)	24.581
Total unidades de reajuste neto	(809)	75.983

27.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 24%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, esta se encuentra calculada con una tasa del 22,5%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2017 dicho impuesto se fijó en 25,5%. A contar del año 2017, los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 27% a contar del año 2018.

Las sociedades anónimas deberán tributar en base al sistema de tributación parcialmente integrado, por lo que la tasa impositiva a la renta a utilizar el año 2017 será 25,5% y a contar del año 2018 la tasa será 27%.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 640.899 y M\$ 918.310, respectivamente.

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(951.427)	(2.522.788)
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	935	(3.576)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(950.492)	(2.526.364)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	309.593	1.608.054
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	309.593	1.608.054
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(640.899)	(918.310)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	4.224.164		8.017.646	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(1.013.799)	24,0%	(1.803.970)	22,5%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	239.980	-5,7%	339.124	-4,2%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	172.409	-4,1%	578.139	-7,2%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(39.489)	0,9%	(31.603)	0,4%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	372.900	-8,9%	885.660	-11%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(640.899)	15,1%	(918.310)	11,6%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2016 31-12-2016			01-01-2015 31-12-2015		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	2.492.036	(672.850)	1.819.186	0	0	0
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	1.264.824	0	1.264.824	4.664	0	4.664
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	107.978	(29.154)	78.824	25.266	(6.822)	18.444
Total		(702.004)			(6.822)	

27.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 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.	7.256.392	6.398.146

28.- GANANCIAS POR ACCION.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	3.583.265	7.099.336
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	19,59	38,81
Cantidad de acciones	182.932.687	182.932.687

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

29.- INFORMACION POR SEGMENTO.

29.1.- Criterios de segmentación.

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

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad).

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución eléctrica, En relación con las características del negocio de dichos segmentos. (ver nota 2.1.- y 2.2.)

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

29.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	53.909.058	57.438.405
Costo de ventas	(43.627.605)	(46.371.929)
Ganancia bruta	10.281.453	11.066.476
Otros ingresos, por función.	37.135	131.098
Gasto de administración.	(5.886.201)	(5.054.344)
Otras ganancias (pérdidas).	(20.001)	457.248
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	4.412.386	6.600.478
Ingresos financieros.	325.122	915.974
Costos financieros.	(1.512.455)	(1.082.011)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	999.920	1.507.222
Resultados por unidades de reajuste.	(809)	75.983
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	4.224.164	8.017.646
Gasto por impuestos a las ganancias.	(640.899)	(918.310)
Ganancia (pérdida)	3.583.265	7.099.336
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida)	3.583.265	7.099.336
Depreciación	1.475.931	1.376.129
Amortización	10.136	24.680
EBITDA	5.918.454	7.544.039

29.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	53.909.058

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	14.735.612
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(4.984.184)	(3.336.616)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(9.934.389)	(10.763.721)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(182.961)	(555.820)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	182.986	738.806
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	25	182.986

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del Juicio:	“Oyanadel 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:	Etapa de prueba finalizada.

Las contingencias enunciadas en el punto 30.1, cuentan la mayoría con seguros y de ser desfavorables para la Sociedad, estos no comprometen su patrimonio.

30.2.- Juicios arbitrales.

No existen juicios arbitrales administrativos sancionatorios en contra de la sociedad.

30.3.- Sanciones administrativas.

Mediante Resolución Exenta N° 11.756, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 5 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustible impuso una multa de 953 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativo al periodo diciembre 2013 a noviembre de 2014. Con fecha 12 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.4.- Sanciones.

30.4.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

30.4.2.- De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

30.5.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

30.6.- Otras acciones legales.

No existen otras acciones legales que afecten a la Sociedad.

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

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

32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

área	31-12-2016			Promedio del ejercicio
	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Iquique	39	132	171	141
Alto Hospicio	1	3	4	5
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	40	138	178	149

área	31-12-2015			Promedio del ejercicio
	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Iquique	30	97	127	137
Alto Hospicio	1	3	4	5
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	31	103	134	145

33.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

34.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2016, fecha de cierre de los presentes estados financieros y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General