

Empresa
Eléctrica de
Antofagasta
S.A.



Estados Financieros

(Expresados en miles de pesos)
Correspondientes a los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2017 y 2016



EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2017 y 2016



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

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

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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

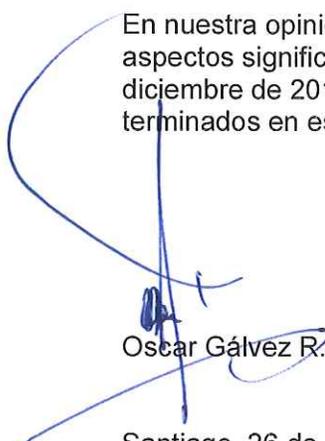
Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto 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 Antofagasta S.A al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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.



Oscar Gálvez R.

EY Audit SpA.

Santiago, 26 de enero de 2018



CONTENIDO

I. 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.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.

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

Estados Financieros

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.

31 de diciembre de 2017 y 2016

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	880.011	64
Otros activos no financieros.	10	170.920	179.801
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	28.993.062	22.022.699
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	346.326	1.084.365
Activos por impuestos.	9	1.217.107	1.790.660
Total activos corrientes		31.607.426	25.077.589
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	7	215.157	293.735
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	11	3.246.028	3.106.362
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	5.612	5.612
Propiedades, planta y equipo.	14	97.784.973	92.452.867
Propiedad de inversión.	13	1.892.404	1.892.404
Total activos no corrientes		103.144.174	97.750.980
TOTAL ACTIVOS		134.751.600	122.828.569

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	26.727.376	1.364.507
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	10.814.588	11.825.673
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	12.868.982	546.026
Otras provisiones.	19	711.909	519.746
Otros pasivos no financieros.	21	749.477	585.963
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		51.872.332	14.841.915
Total pasivos corrientes		51.872.332	14.841.915
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	19.977.734	45.605.150
Cuentas por pagar.	18	86.120	134.676
Pasivo por impuestos diferidos.	16	3.671.770	3.375.749
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	1.561.241	1.668.872
Total pasivos no corrientes		25.296.865	50.784.447
TOTAL PASIVOS		77.169.197	65.626.362
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	16.771.834	16.771.834
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	25.538.139	24.233.367
Primas de emisión.		138.628	138.628
Otras reservas.	22	15.133.802	16.058.378
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		57.582.403	57.202.207
Participaciones no controladoras.	26		
Total patrimonio		57.582.403	57.202.207
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		134.751.600	122.828.569

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	31-12-2017	31-12-2016
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	99.798.835	94.574.243
Costo de ventas	24	(86.175.532)	(80.013.961)
Ganancia bruta		13.623.303	14.560.282
Otros ingresos, por función.	23	47.120	132.011
Gasto de administración.	24	(8.934.920)	(9.774.303)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(832.457)	187.119
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		3.903.046	5.105.109
Ingresos financieros.	25	105.742	144.256
Costos financieros.	25	(2.318.056)	(2.438.442)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	11	248.567	202.329
Resultados por unidades de reajuste.	25	34.573	4.201
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		1.973.872	3.017.453
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(396.196)	(547.178)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida)		1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida)		1.577.676	2.470.275
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	8,73	13,66
Ganancia (pérdida) por acción básica.	27	8,73	13,66

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	31-12-2017	31-12-2016
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		1.577.676	2.470.275
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.	22.8	0	2.495.660
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.8	(154.315)	193.029
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(154.315)	2.688.689
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.	22.8	0	172.359
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		0	172.359
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(154.315)	2.861.048
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	22.8	0	(673.829)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22.8	41.665	(52.118)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		41.665	(725.947)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Otro resultado integral		(112.650)	2.135.101
Total resultado integral		1.465.026	4.605.376
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		1.465.026	4.605.376
Total resultado integral		1.465.026	4.605.376

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio	
			Superávit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2017	16.771.834	138.628	16.402.898	963.920	(1.308.440)	16.058.378	24.233.367	57.202.207	57.202.207
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	16.402.898	963.920	(1.308.440)	16.058.378	24.233.367	57.202.207	57.202.207
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	1.697.281	1.697.281	1.697.281
Otro resultado integral	0	0	0	(112.650)	0	(112.650)	0	(112.650)	(112.650)
Total resultado integral	0	0	0	(112.650)	0	(112.650)	1.697.281	1.584.631	1.584.631
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(1.084.830)	(1.084.830)	(1.084.830)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(811.926)	0	0	(811.926)	811.926	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(811.926)	(112.650)	0	(924.576)	1.424.377	499.801	499.801
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2017	16.771.834	138.628	15.590.972	851.270	(1.308.440)	15.133.802	25.657.744	57.702.008	57.702.008

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
 (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	
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101	55.128.101
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101	55.128.101
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	2.470.275	2.470.275	2.470.275
Otro resultado integral			1.994.190	140.911	0	2.135.101	0	2.135.101	2.135.101
Total resultado integral	0	0	1.994.190	140.911	0	2.135.101	2.470.275	4.605.376	4.605.376
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(2.531.270)	(2.531.270)	(2.531.270)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(617.354)	0	0	(617.354)	617.354	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	1.376.836	140.911	0	1.517.747	556.359	2.074.106	2.074.106
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	16.771.834	138.628	16.402.898	963.920	(1.308.440)	16.058.378	24.233.367	57.202.207	57.202.207

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	31-12-2017	31-12-2016
	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.		114.442.926	127.875.285
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		0	61.143
Otros cobros por actividades de operación.		10.175.867	9.423.604
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(117.015.911)	(103.855.546)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(5.275.034)	(6.089.556)
Otros pagos por actividades de operación.		(1.180.865)	(3.588.672)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		108.900	108.900
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		565.155	(3.602.182)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		37.204	167.008
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.858.242	20.499.984
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		11.387	0
Compras de propiedades, planta y equipo.		(10.711.116)	(13.320.239)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.699.729)	(13.320.239)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		40.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		40.000.000	0
Préstamos de entidades relacionadas.	8	448.283.799	261.733.369
Pagos de préstamos.		(40.000.000)	0
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.			
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	8	(435.185.758)	(265.785.597)
Dividendos pagados.		(1.102.878)	(2.546.338)
Intereses recibidos.		0	75.497
Intereses pagados.		(2.273.729)	(1.971.064)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		9.721.434	(8.494.133)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		879.947	(1.314.388)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		879.947	(1.314.388)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	64	1.314.452
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		880.011	64

EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.
Correspondientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

1.-	INFORMACION GENERAL.	11
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	11
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	17
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros s.	17
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	17
3.4.-	Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación.	23
3.5.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	23
3.6.-	Información financiera por segmentos operativos.	24
3.7.-	Propiedades, planta y equipo.	24
3.8.-	Propiedades de inversión.	25
3.9.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	25
3.10.-	Costos por intereses.	26
3.11.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	26
3.12.-	Activos financieros.	26
3.13.-	Inventarios.	28
3.14.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	28
3.15.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	29
3.16.-	Capital social.	29
3.17.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	29
3.18.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	29
3.19.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	29
3.20.-	Obligaciones por beneficios a los empleados.	30
3.21.-	Provisiones.	31
3.22.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	31
3.23.-	Reconocimiento de ingresos.	32
3.24.-	Arrendamientos.	32
3.26.-	Distribución de dividendos.	33
3.27.-	Costo de ventas.	33
3.28.-	Estado de flujos de efectivo	33
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	34
4.1.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	34
4.2.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	34
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	35
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	38
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	39
7.1.-	Composición del rubro.	39
7.2.-	Estratificación de la cartera.	42
7.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	43
7.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	44
7.5.-	Provisión y castigos.	44
7.6.-	Número y monto de operaciones.	44
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	45
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	46
8.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	49
9.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	49

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	50
11.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	50
11.1.- Composición del rubro.	50
11.2.- Inversiones en asociadas.	51
12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	53
12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	53
12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	55
13.- PROPIEDADES DE INVERSION.	55
13.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	55
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	55
13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	56
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	56
14.1.- Vidas útiles.	56
14.2.- Detalle de los rubros.	56
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	58
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	59
14.5.- Costo por intereses.	59
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	59
15.- DETERIORO DE ACTIVOS.	61
15.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipo y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	61
15.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	62
16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	63
16.1.- Activos por impuestos diferidos.	63
16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	63
16.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	63
16.4.- Compensación de partidas.	64
17.- PASIVOS FINANCIEROS.	64
17.1.- Clases de otros pasivos financieros.	64
17.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	65
18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	66
18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	66
18.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	66
19.- OTRAS PROVISIONES.	67
19.1.- Provisiones – saldos.	67
19.2.- Movimiento de las provisiones.	68
20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	68
20.1.- Detalle del rubro.	68
20.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	69
20.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	69
20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	69
20.5.- Hipótesis actuariales.	69
21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	70
21.1.- Ingresos diferidos.	70
21.2.- Contratos de construcción.	71
22.- PATRIMONIO NETO.	71
22.1.- Gestión de capital.	71
22.2.- Capital suscrito y pagado.	72
22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	72

22.4.- Política de dividendos.	72
22.5.- Dividendos.	72
22.6.- Reservas.	73
22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	73
22.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	74
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	75
23.1.- Ingresos ordinarios.	75
23.2.- Otros ingresos, por función.	75
24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	75
24.1.- Gastos por naturaleza.	76
24.2.- Gastos de personal.	76
24.3.- Depreciación y amortización.	76
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	77
25.- RESULTADO FINANCIERO.	77
25.1.- Composición unidades de reajuste.	78
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	78
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	78
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	79
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	79
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	80
26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.	80
27.- GANANCIAS POR ACCION.	80
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	80
28.1.- Criterios de segmentación.	80
28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	81
28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	82
28.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	82
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	82
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	82
29.3.- Sanciones.	83
29.4.- Restricciones.	84
29.5.- Otras acciones legales.	84
30.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	84
31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	85
32.- MEDIO AMBIENTE.	85
33.- HECHOS POSTERIORES.	86



EMPRESA ELECTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante la “Sociedad” o “Elecda”), Rut 96.541.920-9 es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Pedro Aguirre Cerda N° 5558 en la ciudad de Antofagasta, 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 Antofagasta S.A. posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la II Región de Chile, teniendo como preocupación principal la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de: Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otros.

A contar del 27 de junio de 2017 Emel Norte S.A. es Absorbida por Compañía General de Electricidad pasando Elecda a ser una subsidiaria directa de ésta. CGE S.A. 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 Critería Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa”, el grupo Repsol y Global Infrastructure 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 2017, 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 Infrastructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, fue aprobada en Sesión de Directorio N° 455 de fecha 26 de enero de 2018, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

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

Elecda participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Antofagasta.

2.1. - Aspectos regulatorios.

Los negocios de Elecda 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.

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 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.

Elecda participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 180.214 clientes en la Región de Antofagasta, con ventas físicas que alcanzaron a 921 GWh, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Elecda cuenta con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2006 y 2016. En efecto, para abastecer los consumos de sus clientes regulados, Elecda 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, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., AES Gener S.A, Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, 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.

Así, Elecda ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

Demanda:

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

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, del Ministerio de Energía, 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),
- Cargos por uso de los Sistema de Transmisión,
- Cargo por Servicio Público 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 CPI americano y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

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

El 24 de agosto de 2017 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para el quadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, con vigencia 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 en cumplimiento del artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de Transmisión Zonal, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución. Respecto a esto último, 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 (hoy Transmisión Zonal) y de Transmisión Adicional (hoy Trasmisión Dedicada) utilizada por clientes regulados y sus fórmulas de indexación a partir del 1 de enero de 2011, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, publicada el 20 de julio de 2016, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. El referido Decreto 14-2012 fue ajustado mediante Decreto 1T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 27 de mayo de 2017.

En relación a las tarifas de compra de energía establecidas en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios, éstas son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio.

Así, el 4 de marzo de 2016 fue publicado el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016; el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016; el 1 de septiembre de 2016, el Decreto 9T-2016 (rectificado por el Decreto 10T-2016) y; el 10 de octubre de 2017, el Decreto 12T-2016 y el Decreto 3T-2017, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016, 1 de mayo de 2016, 1 de septiembre de 2016, 1 de enero de 2017 y 1 de julio de 2017, respectivamente.

Del mismo modo, mediante el Oficio N° 3645-2016 del 28 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación del Decreto 1T-2016, a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016; y mediante Oficio N° 18991-2017 del 21 de septiembre de 2017 -modificado por el Oficio N° 19484-2017 del 26 de septiembre de 2017, las reliquidaciones de los Decretos 12T-2016 y 3T-2017.

Respecto a la reliquidación de los decretos publicados con posterioridad a la Ley 20.936, las 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.

Aún, se encuentra pendiente la publicación del decreto de precios de nudo promedio que fijará los precios con vigencia a contar del mes de enero de 2018.

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. A esta fecha se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios asociados al suministro correspondiente al cuatrienio 2016-2020.

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 modificó 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 Dedicada 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.

Elecda, en el ámbito de la transmisión, sólo participa del negocio de Transmisión Zonal.

Precios:

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

Las instalaciones existentes de transmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario.

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 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 s.

Los presentes estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 a valor razonable con cambios en resultados o en patrimonio.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2017.

- 3.2.1. 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.
- 3.2.2. 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.
- 3.2.3. 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.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2017, 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.

La Sociedad tiene previsto adoptar la nueva norma en la fecha de aplicación requerida y no reexpresará la información comparativa.

Durante 2017, la Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de los tres aspectos de la NIIF 9. Esta evaluación se basa en la información actualmente disponible y puede estar sujeta a variaciones por información adicional que esté disponible en 2018 cuando la Sociedad adopte la NIIF 9. En general, la Sociedad no espera grandes cambios en su estado de situación financiera y en el patrimonio neto, excepto por el efecto de la aplicación de los requisitos para determinar el deterioro de la NIIF 9. La Sociedad espera un incremento de las pérdidas por las correcciones por deterioro, lo que supondrá un impacto negativo en el patrimonio neto, tal y como se explica a continuación. Además, la Sociedad realizará cambios en la clasificación de ciertos instrumentos financieros.

3.3.1.1. Clasificación y valoración

La Sociedad no espera grandes cambios en su estado de situación financiera o en el patrimonio neto por la aplicación de los requerimientos de clasificación y valoración de la NIIF 9. Espera continuar valorando a valor razonable todos los activos financieros que actualmente se registran a valor razonable. Las acciones clasificadas como activos financieros disponibles para la venta de la Sociedad, en caso de existir, se valorarán contra resultados en lugar de contra otro resultado integral. No se han reconocido pérdidas por deterioro en el estado de resultados de ejercicios anteriores por estas inversiones. La Sociedad aplicará la opción para presentar las variaciones en el valor razonable en otro resultado integral, por tanto, considera que la aplicación de la NIIF 9 no tendrá un impacto significativo.

Los préstamos, así como los deudores comerciales se mantienen para recibir los flujos de efectivo contractuales y se espera que supongan flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses. La Sociedad analizó las características de los flujos de efectivo de estos instrumentos y concluyó que cumplen los criterios para ser valorados a coste amortizado de acuerdo con la NIIF 9. En consecuencia, no se requiere la reclasificación de estos instrumentos.

3.3.1.2. Deterioro

La NIIF 9 requiere que la Sociedad registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. La Sociedad aplicará el modelo simplificado y registrará las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales. La Sociedad ha determinado que, debido a la naturaleza de sus préstamos y partidas

a cobrar, las pérdidas por deterioro se incrementarán en M\$198.720 con la correspondiente disminución de los pasivos por impuesto diferido en M\$53.654.

3.3.1.3. Contabilidad de coberturas

La Sociedad no tiene efectos ni impactos por en coberturas.

- 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.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de la NIIF 15, no tiene efectos en el reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes respecto del modelo de reconocimiento de su norma antecesora NIC 18.

3.3.2.1. Venta de electricidad y bienes

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado de la Sociedad para los contratos con clientes en los que la venta de electricidad y bienes es generalmente la única obligación contractual. La Sociedad espera que el reconocimiento de ingresos se produzca en el momento en el que el control del activo se transfiere al cliente, generalmente a la entrega de la energía o de los bienes.

3.3.2.2. Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado de la Sociedad para los contratos con clientes por prestación de servicios de transmisión y transformación que se constituyen generalmente como única obligación contractual y de prestación periódica e inmediata.

3.3.2.3. Servicios de construcción de obras para terceros.

No se espera que esta norma tenga impacto en el resultado de la Sociedad para los contratos con clientes por servicios de construcción de obras que se constituyen generalmente como única obligación contractual.

Los ingresos del contrato de construcción se reconocen a la fecha en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. La Sociedad concluyó que los servicios se satisfacen a lo largo del tiempo. En consecuencia, de acuerdo con la NIIF 15, la Sociedad continuara reconociendo los ingresos de estos contratos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un momento determinado.

- 3.3.3.- 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. La interpretación será de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.4.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en enero de 2016, 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”.
- 3.3.5.- 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.

- 3.3.6.- 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 seguro. 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.

- 3.3.7.- NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Esta modificación aclara que una entidad que es una organización de capital de riesgo, u otra entidad que califique, puede elegir, en el reconocimiento inicial valorar sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su

asociada. Las modificaciones deben aplicarse retrospectivamente y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

- 3.3.8.- NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. 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.
- 3.3.10.- CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”. Emitida en junio de 2017. Esta interpretación aclara la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición requeridos por la NIC 12 Impuestos sobre la renta cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Se aplicará esta Interpretación para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.
- 3.3.11.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.
- La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15.
- 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.
- 3.3.12 NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable. La enmienda debe aplicarse a las combinaciones de negocios realizadas posteriormente al 1 de enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.
- 3.3.13 NIIF 9 “Instrumentos financieros”. Las modificaciones a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio sólo de pagos de principal más intereses independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del

contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las modificaciones a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos. La aplicación será a partir del 1 de enero de 2019 y se realizara de forma retrospectiva con adopción anticipada permitida.

- 3.3.14 NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. La enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Las modificaciones aclaran que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación. Las enmiendas deberán aplicarse a las transacciones en las que se adquiere el control conjunto realizadas posteriormente al 1 enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.
- 3.3.15 NIC 12 “Impuestos a las Ganancias”. Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados. Las enmiendas deberán aplicarse a las a dividendos reconocidos posteriormente al 1 enero de 2019.
- 3.3.16 NIC 23 “Costos por préstamos”. Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completos. Las enmiendas deberán aplicarse a partir del 1 enero de 2019.
- 3.3.17 NIC 28 “Inversiones en asociadas”. Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 Instrumentos Financieros para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones. La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019 con aplicación anticipada permitida.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, enumeradas desde el 3.3.3 al 3.3.17, y que pudiesen aplicar a la Sociedad, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Sociedad en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación. 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 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.

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 Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. 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 \$ / US \$	CL \$ / UF
31-12-2017	614,75	26.798,14
31-12-2016	669,47	26.347,98

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

3.6.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento del segmento operativo que ha sido identificado como eléctrico. Esta información se detalla en Nota 28.

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 de distribución eléctrica, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

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

3.9.1- Servidumbres.

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

3.9.2.- Programas informáticos.

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

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

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

3.10.- Costos por intereses.

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

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

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

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

3.12.- Activos financieros.

La Sociedad 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.

3.12.1- 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).

3.12.2.- 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.

3.12.3.- 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.

3.13.- 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.

3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el

incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.15.- 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.

3.16.- Capital social.

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los ingresos obtenidos.

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

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

3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

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

3.20.- Obligaciones por beneficios a los empleados.

3.20.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.20.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (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 o ejercicios en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.20.2- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.20.4.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad.

3.21.- Provisiones.

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

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

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o 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.

3.22.- 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.

3.23.- 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 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.

3.23.1.- 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.

3.23.2.- 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.

3.23.3.- Ingresos por intereses.

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

3.24.- Arrendamientos.

3.24.1.- 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.

3.24.2.- 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.

3.25.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

3.26.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio 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.

3.27.- 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.

3.28.- 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 de la Sociedad, 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 2017 y 2016. 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.- 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 20 se presenta información adicional al respecto.

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

4.2.- 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 /VI 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.

4.3.- 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).

Las tarifas de compra de energía establecidas en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios, y los correspondientes precios de subtransmisión, son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación a los referidos precios de subtransmisión, 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, a partir del 1 de enero de 2011, las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016.

Así, el 4 de marzo de 2016 fue publicado el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016; el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016; y el 1 de septiembre de 2016, el Decreto 9T-2016 (rectificado por el Decreto 10T-2016), todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar el 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016, 1 de mayo de 2016 y 1 de septiembre de 2016, respectivamente.

Del mismo modo, mediante el Oficio N° 3645 del 28 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación 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.

Respecto a la reliquidación de los decretos publicados con posterioridad a la Ley 20.936, las 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.

Aún, se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijará los precios con vigencia a contar de los meses de enero y julio de 2017, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

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

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la Sociedad 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 2017, la deuda financiera de ELECDA alcanzó a M\$ 46.705.110 la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2017		31-12-2016	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	46.705.110	100,00%	46.969.657	100,00%
Total deuda financiera	46.705.110	100,00%	46.969.657	100,00%

5.1.2. Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2017 Elecda no posee stock de deuda en unidades de fomento, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación de la unidad de fomento.

5.1.3 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que flujos de instrumentos financieros fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en tasas de interés se relaciona principalmente con obligaciones financieras a tasas de interés variables.

Al 31 de diciembre de 2017, la deuda financiera de Elecda se estructura en un 56,2% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos bases en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$ 434.557.

5.1.4 Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros

El riesgo de liquidez en Elecda 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 2017, un 56,2% de la deuda financiera (sólo capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a corto 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 Compañía. 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 concentrados mayoritariamente en el corto plazo:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2017	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	27.572.705	21.778.767	0	0	0	49.351.472
Total	27.572.705	21.778.767	0	0	0	49.351.472
Porcentualidad	56%	44%	0%	0%	0%	100%

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\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	2.231.695	47.882.981	0	0	0	50.114.676
Total	2.231.695	47.882.981	0	0	0	50.114.676
Porcentualidad	4%	96%	0%	0%	0%	100%

5.2. 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 acotado plazo de cobro a los clientes permite limitar los montos de deuda individuales a través 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 Elecda es de aproximadamente 3,2 meses de ventas. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 1,68% del total de Ingresos Operacionales.

Conceptos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	99.845.955	94.706.254
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	31.201.434	23.827.119
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	1.993.215	1.510.685
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,2	2,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	1,68%	1,34%

5.3. 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 2017. 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 2017	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	46.705.110	46.660.043	-0,10%
Total pasivo financiero	46.705.110	46.660.043	-0,10%

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.	46.969.657	47.000.774	0,07%
Total pasivo financiero	46.969.657	47.000.774	0,07%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	18.208	64
Saldos en bancos.	861.803	0
Total efectivo.	880.011	64

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Total		880.011	64

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	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, neto.	20.209.026	16.114.931	79.484	112.178
Otras cuentas por cobrar, neto.	8.784.036	5.907.768	135.673	181.557
Total	28.993.062	22.022.699	215.157	293.735

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	401.257	723.843	135.673	181.557
Anticipo de remuneraciones.	101.437	107.208	0	0
Fondos por rendir.	8.224	4.200	0	0
Sub total	510.918	835.251	135.673	181.557
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	7.916.796	4.870.480	0	0
Anticipo Proveedores.	416.493	279.180	0	0
Otros documentos por cobrar.	69.310	52.338	0	0
Provisión de deterioro.	(129.481)	(129.481)	0	0
Sub total	8.273.118	5.072.517	0	0
Total	8.784.036	5.907.768	135.673	181.557

(*) Ver Nota N° 4.3

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	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, bruto.	22.072.760	17.496.135	79.484	112.178
Otras cuentas por cobrar, bruto.	8.913.517	6.037.249	135.673	181.557
Total	30.986.277	23.533.384	215.157	293.735

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales.	1.863.734	1.381.204
Otras cuentas por cobrar.	129.481	129.481
Total	1.993.215	1.510.685

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial.	1.510.685	1.100.767
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(351.886)	(258.302)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	834.416	668.220
Total	1.993.215	1.510.685

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 a 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

31-12-2017	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.	13.417.889	3.634.745	1.359.754	600.096	625.557	317.076	348.587	89.309	106.956	1.652.275	22.152.244	22.072.760	79.484
Otras cuentas por cobrar, bruto.	8.919.710	0	0	0	0	0	0	0	0	129.480	9.049.190	8.913.517	135.673
Provisión deterioro	(672)	(5.451)	(2.178)	(1.179)	(1.587)	(1.610)	(2.518)	(89.309)	(106.956)	(1.781.755)	(1.993.215)	(1.993.215)	0
Total	22.336.927	3.629.294	1.357.576	598.917	623.970	315.466	346.069	0	0	0	29.208.219	28.993.062	215.157

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.	11.259.600	3.044.531	810.867	365.485	386.639	158.022	220.786	120.538	112.329	1.129.516	17.608.313	17.496.135	112.178
Otras cuentas por cobrar, bruto.	6.038.909	89.298	89.299	0	0	0	0	0	0	1.300	6.218.806	6.037.249	181.557
Provisión deterioro	(1.725)	(44.223)	(92.046)	(2.367)	(2.179)	(2.299)	(2.163)	(120.538)	(112.329)	(1.130.816)	(1.510.685)	(1.510.685)	0
Total	17.296.784	3.089.606	808.120	363.118	384.460	155.723	218.623	0	0	0	22.316.434	22.022.699	293.735

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	6.345.277	0	0	0	0	6.345.277	0
Por vencer.	18.947	6.629.893	(671)	5.559	442.719	0	7.072.612	(671)
Sub total por vencer	18.947	12.975.170	(671)	5.559	442.719	0	13.417.889	(671)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	42.762	3.595.367	(5.451)	415	39.378	0	3.634.745	(5.451)
Entre 31 y 60 días	6.620	1.338.243	(2.178)	210	21.511	0	1.359.754	(2.178)
Entre 61 y 90 días	4.304	586.912	(1.179)	209	13.184	0	600.096	(1.179)
Entre 91 y 120 días	3.786	610.932	(1.587)	172	14.625	0	625.557	(1.587)
Entre 121 y 150 días	1.098	310.392	(1.610)	62	6.684	0	317.076	(1.610)
Entre 151 y 180 días	2.408	339.757	(2.518)	143	8.830	0	348.587	(2.518)
Entre 181 y 210 días	2.475	82.393	(82.393)	78	6.916	(6.916)	89.309	(89.309)
Entre 211 y 250 días	3.501	97.824	(97.824)	138	9.132	(9.132)	106.956	(106.956)
Más de 250 días	14.767	1.475.096	(1.475.096)	4.101	177.179	(177.179)	1.652.275	(1.652.275)
Sub total vencidos	81.721	8.436.916	(1.669.836)	5.528	297.439	(193.227)	8.734.355	(1.863.063)
Total	100.668	21.412.086	(1.670.507)	11.087	740.158	(193.227)	22.152.244	(1.863.734)

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.	0	5.783.427	0	0	0	0	5.783.427	0
Por vencer.	17.840	5.209.637	(1.725)	5.234	266.536	0	5.476.173	(1.725)
Sub total por vencer	17.840	10.993.064	(1.725)	5.234	266.536	0	11.259.600	(1.725)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	40.263	3.019.878	(5.342)	391	24.653	0	3.044.531	(5.342)
Entre 31 y 60 días	6.234	794.905	(2.748)	197	15.962	0	810.867	(2.748)
Entre 61 y 90 días	4.052	353.469	(2.367)	197	12.016	0	365.485	(2.367)
Entre 91 y 120 días	3.564	378.400	(2.179)	163	8.239	0	386.639	(2.179)
Entre 121 y 150 días	1.034	151.044	(2.299)	58	6.978	0	158.022	(2.299)
Entre 151 y 180 días	2.268	212.433	(2.164)	134	8.353	0	220.786	(2.164)
Entre 181 y 210 días	2.330	114.789	(114.789)	72	5.749	(5.749)	120.538	(120.538)
Entre 211 y 250 días	3.295	104.287	(104.286)	130	8.042	(8.042)	112.329	(112.328)
Más de 250 días	13.904	957.277	(957.275)	3.862	172.239	(172.239)	1.129.516	(1.129.514)
Sub total vencidos	76.944	6.086.482	(1.193.449)	5.204	262.231	(186.030)	6.348.713	(1.379.479)
Total	94.784	17.079.546	(1.195.174)	10.438	528.767	(186.030)	17.608.313	(1.381.204)

- (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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2017				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	93	123.003	97	345.546
Total	93	123.003	97	345.546

31-12-2016				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	14	42.704		
Total	14	42.704	0	0

7.5.- Provisión y castigos.

El movimiento de la provisión con efecto en resultado al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Provisión cartera no repactada	475.333	378.931
Provisión cartera repactada	7.197	30.987
Castigos del período o ejercicio	351.886	258.302
Total	834.416	668.220

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2017 31-12-2017 M\$	Operaciones	01-01-2016 31-12-2016 M\$
	N°		N°	
Ventas de energía eléctrica	2.260.569	99.798.835	2.160.038	94.574.243
Total	2.260.569	99.798.835	2.160.038	94.574.243

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 2017 y 31 de diciembre de 2016 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	0	1.539
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	8.347	2.514
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.330	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	50.077	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	venta de energía	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	380	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	3.228	2.572
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	105	501
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	969.234
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Peaje por líneas de Subtransmisión	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	751	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	13.979	11.471
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de facturación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	101.215	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	165.914	96.534
TOTALES							346.326	1.084.365



8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.968	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	45.067	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	295.510	190.562
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías Financieras	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	5.567
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	12.340.070	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	200.957
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	47.084
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	21.984	5.814
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	26.572
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.404	34.798
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	67.150	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	72.011	34.581
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	14.818	91
TOTALES							12.868.982	546.026

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 2017 y 2016.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2017 31-12-2017		01-01-2016 31-12-2016	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL\$	435.185.758	0	265.785.597	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL\$	448.283.799	0	261.733.369	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL\$	21.532	21.532	120.866	120.866
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL\$	76.258	(76.258)	10.491	(10.491)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL\$	610.529	(610.529)	683.336	(683.336)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Construcción de redes eléctricas	CL\$	0	0	141.561	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Compras de equipos eléctricos	CL\$	0	0	178.276	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL\$	9.745	(9.745)	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio de gestión comercial	CL\$	41.546	(41.546)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL\$	421.453	(421.453)	413.357	(413.357)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL\$	119.086	(119.086)	103.983	(103.983)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL\$	546.261	(546.261)	444.203	(444.203)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL\$	19.224	0	65.297	(13.567)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Ingresos por construcción de redes eléctricas	CL\$	487.450	487.450	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	430.811	430.811	685.702	685.702
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	3.328	3.328	361	361
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	39.395	39.395	253.673	253.673
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	68	68	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL\$	15.153	(15.153)	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	17.504	17.504	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL\$	4.320	(4.320)	0	0
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL\$	277.903	277.903	249.717	249.717
96.893.220-9	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	7.732	7.732	5.278	5.278
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	SopORTE call center	CL\$	0	0	55.193	(55.193)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de recaudación	CL\$	20.414	20.414	2.114	996
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Egresos por servicios de recaudación	CL\$	205.973	(205.973)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL\$	1.644.310	(1.644.310)	1.504.886	(1.504.886)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos microinformáticos	CL\$	85.753	(85.753)	92.520	(92.520)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL\$	8.616	(8.616)	4.631	(4.631)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL\$	27.672	(27.672)	29.634	(29.634)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL\$	51.384	(51.384)	41.769	(41.769)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL\$	2.471.418	(396.327)	2.338.661	(206.588)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CL\$	14.561	(14.561)	94.919	(94.919)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	611	611	142	142
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL\$	42.144	(42.144)	102.651	(50.144)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL\$	218.265	(218.265)	298.480	(298.480)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de subtransmisión	CL\$	8.433	8.433	793	793
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	0	0	7.455	7.455
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL\$	14.625	(3.375)	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL\$	49.448	(49.448)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL\$	0	0	72.809	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL\$	0	0	433.849	(433.849)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL\$	0	0	8.237	8.237
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL\$	0	0	1.037	1.037

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 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
Rafael Blesa Martínez	Director
Gonzalo Palacios Vásquez	Director
Francisco Sánchez Hormazábal	Director

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 430 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 componen un gerente general, dos gerentes de área, un subdirector de área y dos directores.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

El 31 de diciembre en el 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 Elecda S.A., 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 terminados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	1.262.771	2.445.472
Rebajas al impuesto.	37.784	41.791
Créditos al impuesto.	0	23.092
Subtotal activos por impuestos	1.300.555	2.510.355
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(83.448)	(719.695)
Subtotal pasivos por impuestos	(83.448)	(719.695)
Total activos (pasivos) por impuestos	1.217.107	1.790.660

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Gastos pagados por anticipado.	524	28.300
Garantías de arriendo.	17.400	17.371
Otros activos	152.996	134.130
Total	170.920	179.801

Los gastos anticipados corresponden principalmente a 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 2017

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2017 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Inversiones en asociadas.	3.106.362	248.567	(163.350)	54.449	3.246.028
Total	3.106.362	248.567	(163.350)	54.449	3.246.028

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.	2.840.574	202.329	(108.901)	172.360	3.106.362
Total	2.840.574	202.329	(108.901)	172.360	3.106.362

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 2017.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	11%	11%	3.106.362	248.567	(163.350)	54.449	3.246.028
Total					3.106.362	248.567	(163.350)	54.449	3.246.028

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 de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Chile	CL \$	11,00000%	11,00000%	2.840.574	202.329	(108.901)	172.360	3.106.362
Total					2.840.574	202.329	(108.901)	172.360	3.106.362

11.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2017												
		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 de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	11%	4.664.852	52.340.677	57.005.529	8.539.760	18.956.421	27.496.181	29.509.348	7.100.673	(4.840.977)	2.259.696	2.259.696	0	2.259.696
Total		4.664.852	52.340.677	57.005.529	8.539.760	18.956.421	27.496.181	29.509.348	7.100.673	(4.840.977)	2.259.696	2.259.696	0	2.259.696

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 de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	11,00000%	3.026.351	44.899.639	47.925.990	12.400.476	7.285.861	19.686.337	28.239.653	5.973.591	(4.134.234)	1.839.357	1.839.357	1.566.897	3.406.254
Total		3.026.351	44.899.639	47.925.990	12.400.476	7.285.861	19.686.337	28.239.653	5.973.591	(4.134.234)	1.839.357	1.839.357	1.566.897	3.406.254

12- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2017		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	137.604	(137.604)	0
Otros activos intangibles identificables.	5.612	0	5.612
Total	143.216	(137.604)	5.612

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	137.604	(137.604)	0
Otros activos intangibles identificables.	5.612	0	5.612
Total	143.216	(137.604)	5.612

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2017 se encuentra en nota 12.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2017 alcanza a M\$ 137.604 y M\$ 137.604 al 31 de diciembre de 2016, 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	3
Servidumbres.	Vida	1	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2017	
	Programas informáticos, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	0	5.612
Amortización.	0	0
Cambios, total	0	0
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	0	5.612

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016	
	Programas informáticos, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	14.409	20.021
Amortización.	(14.409)	(14.409)
Cambios, total	(14.409)	(14.409)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	0	5.612

12.1.1.- El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2017	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	5.612	Indefinida
Total	5.612	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2016	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	5.612	Indefinida
Total	5.612	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$
Gastos de administración.	0	14.409
Total	0	14.409

12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

12.2.1.- Servidumbres.

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

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo Inicial	1.892.404	1.842.240
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	62.442
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	0	(12.278)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	50.164
Total	1.892.404	1.892.404

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	1.892.404	1.892.404
Total	1.892.404	1.892.404

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2017	01-01-2016
	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	3.777	85.763

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	40	60
Vida útil para planta y equipo.	20	52
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	2
Vida útil para vehículos de motor.	5	10
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2017	31-12-2016
	M\$	M\$
Construcciones en curso.	19.391.875	17.031.179
Terrenos.	3.380.287	3.380.287
Edificios.	1.507.015	1.561.748
Planta y equipos.	69.904.662	68.706.990
Subestaciones de poder.	13.587.171	14.082.559
Líneas de transporte energía.	3.221.884	3.399.217
Subestaciones de distribución.	6.750.307	6.546.718
Líneas y redes de media y baja tensión.	43.766.984	42.009.429
Medidores.	2.578.316	2.669.067
Equipamiento de tecnología de la información	387	2.620
Instalaciones fijas y accesorios	815.041	880.114
Equipos de comunicaciones.	44.125	57.700
Herramientas.	633.178	669.205
Muebles y útiles.	100.579	129.913
Instalaciones y accesorios diversos.	37.159	23.296
Vehículos de motor.	2.785.706	889.929
Total	97.784.973	92.452.867

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcciones en curso.	19.391.875	17.031.179
Terrenos.	3.380.287	3.380.287
Edificios.	2.433.968	2.433.968
Planta y equipos.	93.459.794	89.662.610
Subestaciones de poder.	17.217.554	17.217.554
Líneas de transporte energía.	5.751.171	5.751.171
Subestaciones de distribución.	8.829.043	8.375.417
Líneas y redes de media y baja tensión.	55.962.956	52.835.188
Medidores.	5.699.070	5.483.280
Equipamiento de tecnología de la información	25.472	25.472
Instalaciones fijas y accesorios	2.689.563	2.582.496
Equipos de comunicaciones.	211.928	211.928
Herramientas.	1.766.027	1.686.121
Muebles y útiles.	588.230	580.719
Instalaciones y accesorios diversos.	123.378	103.728
Vehículos de motor.	4.078.045	1.968.746
Total	125.459.004	117.084.758

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Edificios.	926.953	872.220
Planta y equipos.	23.555.132	20.955.620
Subestaciones de poder.	3.630.383	3.134.995
Líneas de transporte energía.	2.529.287	2.351.954
Subestaciones de distribución.	2.078.736	1.828.699
Líneas y redes de media y baja tensión.	12.195.972	10.825.759
Medidores.	3.120.754	2.814.213
Equipamiento de tecnología de la información	25.085	22.852
Instalaciones fijas y accesorios	1.874.522	1.702.382
Equipos de comunicaciones.	167.803	154.228
Herramientas.	1.132.849	1.016.916
Muebles y útiles.	487.651	450.806
Instalaciones y accesorios diversos.	86.219	80.432
Vehículos de motor.	1.292.339	1.078.817
Total	27.674.031	24.631.891

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2017.

Movimiento año 2017	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 2017	17.031.179	3.380.287	1.561.748	68.706.990	2.620	880.114	889.929	92.452.867
Adiciones.	8.821.454	0	0	160.916	0	7.511	11.059	9.000.940
Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(11.500)	(11.500)
Gasto por depreciación y retiros.			(54.733)	(3.193.671)	(2.234)	(172.140)	(234.556)	(3.657.334)
Incrementos (decremento) por revaluación y por pérdidas								
Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0
Otros incrementos (decrementos).	(6.460.758)			4.230.427	1	99.556	2.130.774	0
Total cambios	2.360.696	0	(54.733)	1.197.672	(2.233)	(65.073)	1.895.777	5.332.106
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	19.391.875	3.380.287	1.507.015	69.904.662	387	815.041	2.785.706	97.784.973

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio	
			Superavit de revaluación	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2016	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101	55.128.101
Patrimonio reexpresado	16.771.834	138.628	15.026.062	823.009	(1.308.440)	14.540.631	23.677.008	55.128.101	55.128.101
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	2.470.275	2.470.275	2.470.275
Otro resultado integral			1.994.190	140.911	0	2.135.101	0	2.135.101	2.135.101
Total resultado integral	0	0	1.994.190	140.911	0	2.135.101	2.470.275	4.605.376	4.605.376
Dividendos.	0	0	0	0	0	0	(2.531.270)	(2.531.270)	(2.531.270)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(617.354)	0	0	(617.354)	617.354	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	1.376.836	140.911	0	1.517.747	556.359	2.074.106	2.074.106
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	16.771.834	138.628	16.402.898	963.920	(1.308.440)	16.058.378	24.233.367	57.202.207	57.202.207

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

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	477.434	198.092
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	8.821.454	10.841.107

14.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

14.6.- 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.

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase 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 revaluó el segmento eléctrico de la Sociedad. De igual forma se revaluaron todas las propiedades, las cuales son transversales a todos los segmentos 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\$ 2.495.660, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2017 asciende al valor de M\$ 20.529.665.

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	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Terrenos.	389.809	389.809
Edificios.	1.267.283	1.310.395
Planta y equipos.	52.605.208	50.330.972
Total	54.262.300	52.031.176

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	21.617.849	19.949.919
Ajustes de revaluación.	0	2.495.660
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(80.543)	(23.741)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos	(1.007.641)	(803.989)
Movimiento del ejercicio	(1.088.184)	1.667.930
Total	20.529.665	21.617.849

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2017			31-12-2016		
	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.	3.380.287	389.809	2.990.478	3.380.287	389.809	2.990.478
Edificios.	1.507.015	1.267.283	239.732	1.561.748	1.310.395	251.353
Planta y equipos.	69.904.663	52.605.208	17.299.455	68.706.990	50.330.972	18.376.018
Total	74.791.965	54.262.300	20.529.665	73.649.025	52.031.176	21.617.849

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	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcción en curso.	19.391.875	17.031.179
Equipamiento de tecnologías de la información.	387	2.620
Instalaciones fijas y accesorios.	815.040	880.114
Vehículos de motor.	2.785.706	889.929
Total	22.993.008	18.803.842

15.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

La Sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si las propiedades, planta y equipos y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.11.- 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 al 31 de diciembre de 2017, es de un 9,90%.

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, no existiendo indicios de deterioro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2017 31-12-2017		
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	0	(670.574)	(670.574)

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	(1.996)	(668.220)	(670.216)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 7.5.

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2017 31-12-2017	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(672.367)	(672.367)

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 31-12-2016	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(670.150)	(670.150)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2017		31-12-2016	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	5.612	5.612	5.612	5.612

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	1.327.221	1.880.686
Relativos a intangibles.	1.628	1.509
Relativos a ingresos anticipados	92.731	26.980
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	883.561	838.730
Relativos a pérdidas fiscales.	825.363	0
Relativos a cuentas por cobrar.	538.168	385.225
Relativos a los inventarios.	45.541	24.045
Total	3.714.213	3.157.175

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.

16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	5.543.010	5.836.819
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	346.748	370.160
Relativos a otros.	1.496.225	325.945
Total	7.385.983	6.532.924

16.3.- 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 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	3.157.175	3.184.617
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	557.038	(27.442)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	557.038	(27.442)
Total	3.714.213	3.157.175

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	6.532.924	6.009.023
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	853.059	523.901
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	853.059	523.901
Total	7.385.983	6.532.924

16.4.- 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	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.	3.714.213	(3.714.213)	0	3.157.175	(3.157.175)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(7.385.983)	3.714.213	(3.671.770)	(6.532.924)	3.157.175	(3.375.749)
Total	(3.671.770)	0	(3.671.770)	(3.375.749)	0	(3.375.749)

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2017		31-12-2016	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL\$	26.727.376	19.977.734	1.364.507	45.605.150
Total préstamos bancarios		26.727.376	19.977.734	1.364.507	45.605.150
Total		26.727.376	19.977.734	1.364.507	45.605.150

CL\$: Pesos chilenos.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes	
								Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses			
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,97%	3,97%	Sin garantía	9.178.953	0	0	9.178.953	0	0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,97%	3,97%	Sin garantía	6.701.049	0	0	6.701.049	0	0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,91%	3,91%	Sin garantía	0	4.134.243	0	4.134.243	0	0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	3,96%	3,96%	Sin garantía	6.586.598	0	0	6.586.598	0	0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco BCI	CL \$	Al vencimiento	4,56%	4,38%	Sin garantía	0	0	126.533	126.533	19.977.734	19.977.734
Totales								22.466.600	4.134.243	126.533	26.727.376	19.977.734	19.977.734

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes	
								Vencimientos			Total corrientes	Vencimientos	Total no corrientes
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses			
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin garantía	436.166	0	0	436.166	8.846.291	8.846.291
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin garantía	318.421	0	0	318.421	6.458.190	6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,04%	5,04%	Sin garantía	0	173.600	0	173.600	4.000.000	4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin garantía	310.364	0	0	310.364	6.350.487	6.350.487
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,56%	4,36%	Sin garantía	0	0	125.956	125.956	19.950.182	19.950.182
Totales								1.064.951	173.600	125.956	1.364.507	45.605.150	45.605.150

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	5.637.143	6.006.928	0	0
Retenciones.	502.089	1.363.836	0	0
Dividendos por pagar.	97.699	108.999	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	904.916	814.617	0	0
Proveedores no energéticos.	3.230.012	3.104.649	0	0
Acreedores varios.	172.171	184.202	0	0
Otros.	270.558	242.442	86.120	134.676
Total	10.814.588	11.825.673	86.120	134.676

(*) Ver Nota N° 4.3.

El principal proveedor de la sociedad es EC-L y las cuentas por pagar a ellos representan el 53,42% del saldo al 31 de diciembre de 2017.

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Vacaciones del personal.	353.540	349.218
Bonificaciones de feriados	136.606	144.370
Participación sobre resultados.	414.770	321.029
Total	904.916	814.617

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$
Hasta 30 días	8.867.046	528.719	9.395.765
Entre 31 y 60 días	0	551.377	551.377
Entre 61 y 90 días	0	0	0
Entre 91 y 120 días	0	272.813	272.813
Entre 121 y 365 días	0	594.633	594.633
Más de 365 días	0	86.120	86.120
Total	8.867.046	2.033.662	10.900.708

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	9.111.577	2.061.315	11.172.892
Entre 31 y 60 días	0	497.481	497.481
Entre 61 y 90 días	0	2	2
Entre 91 y 120 días	0	1.991	1.991
Entre 121 y 365 días	0	153.307	153.307
Más de 365 días	0	134.676	134.676
Total	9.111.577	2.848.772	11.960.349

19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	176.192	78.650
Participación en utilidades y bonos.	535.717	441.096
Total	711.909	519.746

19.1.1.- 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 29).

19.1.2.- 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.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Conceptos	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	31-12-2017 M\$
Saldo al 1 de enero de 2017	78.650	441.096	519.746
Provisiones adicionales.	183.286	581.902	765.188
Provisión utilizada.	(85.724)	(487.281)	(573.005)
Otro incremento (decremento).	(20)	0	(20)
Total cambio en provisiones	97.542	94.621	192.163
Saldo al 31 de diciembre de 2017	176.192	535.717	711.909

Saldos al 31 diciembre de 2016.

Conceptos	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	31-12-2016 M\$
Saldo al 1 de enero de 2016	206.793	507.305	714.098
Provisiones adicionales.	158.074	0	158.074
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	17.333	307.093	324.426
Provisión utilizada.	(303.550)	(373.302)	(676.852)
Total cambio en provisiones	(128.143)	(66.209)	(194.352)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	78.650	441.096	519.746

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.561.241	1.668.872
Total	1.561.241	1.668.872

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.668.872	1.731.038
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	95.420	91.078
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	74.092	80.191
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	154.315	(193.029)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(431.458)	(40.406)
Total cambios en provisiones	(107.631)	(62.166)
Total	1.561.241	1.668.872

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.561.241	1.668.872
Total	1.561.241	1.668.872

20.4.- 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
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	95.420	91.078	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	74.092	80.191	Costos Financieros.
Total	169.512	171.269	

20.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,13%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tabla de invalidez.	-
Tasa de rotación anual.	2,02%

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 2017, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, la Sociedad contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2017, 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	175.548	(148.369)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos. (*)	261.640	81.939
Garantías recibidas en efectivo.	487.836	504.024
Total	749.476	585.963

21.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	41.902	53.906
Otros ingresos diferidos.	219.738	28.033
Total	261.640	81.939

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	81.939	86.537
Adiciones.	3.149.473	2.948.492
Imputación a resultados.	(2.969.772)	(2.953.090)
Total	261.640	81.939

21.2.- Contratos de construcción.

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

21.2.1.- Margen del período o ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	3.149.473	2.523.267
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(2.122.816)	(1.589.446)
Total	1.026.657	933.821

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

Detalle	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	1.069.476	2.286.973
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	41.902	53.906
Facturaciones por avances de obras	1.069.476	2.286.973

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- 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 y créditos bancarios.

22.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 16.771.834.

22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2017 el capital de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., está representado por 180.804.998, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

22.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 24 de abril de 2017, se informó acerca de la política de reparto de dividendos aprobada por el Directorio para el ejercicio 2017 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 2017. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el año 2018.

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.

22.5.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 28 celebrada el 15 de abril de 2016, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 105 de \$ 9,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2016, por un total de M\$ 1.627.246.-

En Directorio en Sesión Ordinaria de Accionistas N° 437 celebrada el 24 de octubre de 2016, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 106 de \$ 5,0 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\$ 904.025.-

En Junta Ordinaria de Accionistas N° 29 celebrada el 13 de abril de 2017, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 107 de \$ 3,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 el cual se pagó con fecha 25 de abril de 2017, por un total de M\$ 542.415.-

En Sesión de Directorio celebrada en octubre de 2017, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 108 de \$ 3,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017 el cual se pagó con fecha 22 de noviembre de 2017, por un total de M\$ 542.415.-

22.6.- Reservas.

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

22.6.1.- 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, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 1.994.190 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 asciende a M\$ 15.590.972, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 811.926.

22.6.2.- 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 2017 asciende a M\$ 851.270 (M\$ 963.920 al 31 de diciembre de 2016), ambos netos de impuestos diferidos.

22.6.3.- 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 septiembre 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.

22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ajuste de 1ª aplicación IFRS	(3.816.012)	(3.816.012)
Aplicación NIC 19 r	(980.554)	(980.554)
Utilidades (pérdidas) acumuladas	14.351.145	13.327.311
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	8.493.975	8.493.975
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	5.839.084	5.027.158
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	615.239	615.239
Dividendos provisorios	(542.414)	(904.025)
Resultado del período o ejercicio	1.577.676	2.470.275
Total	25.538.139	24.233.367

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

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2017.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2017	Porción atribuible a los accionistas de la controladora		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	1.577.676
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos			
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(154.315)	41.665	(112.650)
Total movimientos del período o ejercicio	(154.315)	41.665	(112.650)
Total resultado integral			1.465.026

Movimientos al 31 de diciembre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2016	Porción atribuible a los accionistas de la controladora		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	2.470.275
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	2.495.660	(673.829)	1.821.831
Total movimientos del período o ejercicio	2.495.660	(673.829)	1.821.831
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios			
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	193.029	(52.118)	140.911
Total movimientos del período o ejercicio	193.029	(52.118)	140.911
Otras reservas			
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	172.359	0	172.359
Total movimientos del período o ejercicio	172.359	0	172.359
Total resultado integral			4.605.376

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Ventas	84.808.709	79.700.992
Venta de energía.	84.807.746	79.699.697
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	963	1.295
Prestaciones de servicios	14.990.126	14.873.251
Recargos regulados, peajes y transmisión.	6.697.447	6.101.438
Arriendo de equipos de medida.	299.989	299.491
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	7.536	122
Apoyos en postación.	66.686	95.819
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	7.918.468	8.376.381
Total	99.798.835	94.574.243

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 2017 y 2016.

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	3.777	85.764
Otros ingresos de operación.	43.343	46.247
Ingresos por factor de potencia		
Total	47.120	132.011

24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 que se adjunta, se descomponen como se indica en 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Costo de venta.	86.175.532	80.013.961
Costo de administración.	8.934.920	9.774.303
Total	95.110.452	89.788.264

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Compra de energía.	72.898.528	67.585.243
Gastos de personal.	5.758.774	6.668.079
Gastos de operación y mantenimiento.	5.988.541	4.904.327
Gastos de administración.	7.284.709	7.807.260
Depreciación.	3.179.900	2.808.946
Amortización.	0	14.409
Total	95.110.452	89.788.264

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	5.182.773	6.002.378
Beneficios a corto plazo a los empleados.	398.132	363.734
Beneficios por terminación.	177.869	301.967
Total	5.758.774	6.668.079

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	2.842.279	2.389.600
Gasto de administración.	337.621	419.346
Otras ganancias (pérdidas).	477.434	198.092
Total depreciación	3.657.334	3.007.038
Amortización		
Gasto de administración.	0	14.409
Total amortización	0	14.409
Total	3.657.334	3.021.447

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(477.434)	(198.092)
Venta de chatarra.	54.649	12.044
Venta de propiedades, planta y equipo.	(113)	2.200
Juicios o arbitrajes.	(343.870)	(247.001)
Otras (pérdidas) ganancias.	(280.381)	224.228
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	0	62.442
Aportes de terceros para financiar obras propias	214.692	331.298
Total	(832.457)	187.119

25.- 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 2017 y 2016 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	76.630	14.781
Ingresos por otros activos financieros.	21.531	0
Otros ingresos financieros.	7.581	129.475
Total ingresos financieros	105.742	144.256
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(2.009.057)	(2.286.147)
Otros gastos.	(308.999)	(152.295)
Total costos financieros	(2.318.056)	(2.438.442)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	34.573	4.201
Total	(2.177.741)	(2.289.985)

25.1.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	0	65
Activos por impuestos.	37.708	82.687
Total unidades de reajuste por activos	37.708	82.752
Unidades de reajuste por pasivos		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	0	(54.460)
Pasivos por impuestos.	0	(24.091)
Otros pasivos no financieros.	(3.135)	0
Total unidades de reajuste por pasivos	(3.135)	(78.551)
Total unidades de reajuste neto	34.573	4.201

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 25,5%, 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 2016, esta se encuentra calculada con una tasa del 24%.

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 2018, 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%.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 440.433 y de M\$ 547.178, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(57.844)	(719.696)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(666)	(2.084)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(58.510)	(721.780)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(337.686)	174.602
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(337.686)	174.602
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(396.196)	(547.178)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(58.510)	(721.780)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(58.510)	(721.780)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(337.686)	174.602
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(337.686)	174.602
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(396.196)	(547.178)

26.3.- 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 2017 y 2016.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2016 31-12-2016
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	1.973.872		3.017.453	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(503.337)	25,5%	(724.189)	24,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	63.384	-3,2%	48.559	-1,6%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	127.871	-6,5%	221.252	-7,3%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(84.114)	4,3%	(92.800)	3,1%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	107.141	-5,4%	177.011	-5,9%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(396.196)	20,1%	(547.178)	18,1%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2017 31-12-2017			01-01-2016 31-12-2016		
	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	0	0	0	2.495.660	(673.829)	1.821.831
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(154.315)	41.665	(112.650)	193.029	(52.118)	140.911
Total		41.665			(725.947)	

26.5.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-12-2017 M\$	31-12-2016 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.	2.269.779	2.148.315

27.- 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 Antofagasta S.A. y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	8,73	13,66
Cantidad de acciones	180.804.998	180.804.998

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	99.798.835
Costo de ventas	(86.175.532)	(80.013.961)
Ganancia bruta	13.623.303	14.560.282
Otros ingresos, por función.	47.120	132.011
Gasto de administración.	(8.934.920)	(9.774.303)
Otras ganancias (pérdidas).	(832.457)	187.119
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	3.903.046	5.105.109
Ingresos financieros.	105.742	144.256
Costos financieros.	(2.318.056)	(2.438.442)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	248.567	202.329
Resultados por unidades de reajuste.	34.573	4.201
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.973.872	3.017.453
Gasto por impuestos a las ganancias.	(396.196)	(547.178)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida)	1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	1.577.676	2.470.275
Ganancia (pérdida)	1.577.676	2.470.275
Depreciación	3.179.900	2.808.946
Amortización	0	14.409
EBITDA	7.915.403	7.741.345

28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	99.798.835

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	1.858.242
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(10.699.729)	(13.320.239)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	9.721.434	(8.494.133)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	879.947	(1.314.388)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	879.947	(1.314.388)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	64	1.314.452
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	880.011	64

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del Juicio:	“Icafal con Elecda”.
Fecha:	16 de mayo de 2017.
Arbitro:	4° juzgado Civil de Antofagasta.
Rol:	269-2016
Materia:	Indemnización de perjuicios por incumplimiento de Contrato.
Cuantía:	M\$ 1.050.577.

Las contingencias enunciadas en el punto 29.1, cuentan con seguros, y de ser desfavorables para la Sociedad, éstas no comprometen su patrimonio.

29.2.- Sanciones administrativas.

29.2.1.- Mediante Resolución Exenta N° 11.753, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 7 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.701 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 indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores de periodo diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.2.2.- Mediante Resolución Exenta N° 18.540, de fecha 12 de mayo de 2017, notificada con fecha 23 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.400 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en la línea Las Luces-Taltal. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.2.3.- Mediante Resolución Exenta N° 16.598, de fecha 20 de diciembre de 2016, notificada con fecha 23 de diciembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en el alimentador Balmaceda de la ciudad de Calama. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.2.4.- Mediante Resolución Exenta N°19.880, de fecha 9 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1000 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en la línea 110 kV S/E Taltal. Con fecha 8 de agosto de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 4 de septiembre de 2017. Con fecha 29 de septiembre de 2017, se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.3.- Sanciones.

29.3.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, los Directores y Ejecutivos, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

29.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

Durante el ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustible ha sancionado con las siguientes multas:

Compañía	Resolución	Fecha	Monto	Unidad	Estado
ELECDA	16496	05-01-2017	80	UTM	Pagada
ELECDA	16497	05-01-2017	50	UTM	Pagada
ELECDA	18053	06-04-2017	800	UTM	Pagada
ELECDA	17610	29-03-2017	50	UTM	Pagada
ELECDA	19065	20-06-2017	100	UTM	Pagada
ELECDA	17828	20-03-2017	200	UTM	Pagada
ELECDA	18540	23-05-2017	2.400	UTM	Pendiente
ELECDA	18059	07-04-2017	100	UTM	Pagada
ELECDA	19818	04-08-2017	200	UTM	Pagada
ELECDA	19746	01-08-2017	50	UTM	Pagada
ELECDA	20531	26-09-2017	300	UTM	Pendiente
ELECDA	19880	09-08-2017	1.000	UTM	Pendiente

Las sanciones enumeradas en la Nota 29.2, emitidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible se encuentran pendientes de resolución al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017.

29.4.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

29.5.- Otras acciones legales.

No existen otras acciones legales que afecten a la Sociedad.

30.- 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.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2017				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	0	70	90	160	156
Calama	0	4	19	23	25
Mejillones	0	0	3	3	3
Taltal	0	0	4	4	4
Tocopilla	0	0	8	8	8
Total	0	74	124	198	196

Subsidiaria / área	31-12-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Antofagasta	0	41	112	153	159
Calama	0	4	22	26	45
Mejillones	0	0	3	3	4
Taltal	0	0	4	4	4
Tocopilla	0	0	8	8	8
Total	0	45	149	194	220

32.- 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 2017 y 31 de diciembre de 2016 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolso futuro en la materia.

33.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2017, 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

ANÁLISIS RAZONADO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017

Razón Social: EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A., RUT: 96.541.920-9

1. RESUMEN

- **La utilidad a diciembre de 2017 alcanzó a MM\$ 1.578**, inferior en MM\$ 893 (36,1%) a la utilidad registrada en igual periodo del año anterior la cual alcanzó MM\$ 2.470.

El EBITDA acumulado a diciembre de 2017 alcanzó los MM\$ 7.915, superior en MM\$ 174 (2,2%) a la cifra obtenida a diciembre 2016, explicado por un mayor margen de energía por MM\$ 520 (3,0%), parcialmente compensado por un menor margen de servicios asociados por MM\$ 333 (8,8%).

Estado de Resultados ELECDA MM\$	dic.-17	dic.-16	Var. dic-17/dic-16	
			MM\$	%
EBITDA	7.915	7.741	174	2,2%
Resultado de explotación	4.736	4.918	(182)	-3,7%
Resultado antes de impuestos	1.974	3.017	(1.044)	-34,6%
Resultado	1.578	2.470	(893)	-36,1%

- Las ventas de energía reguladas a diciembre 2017 alcanzaron 921 GWh, superior en 13 GWh (1,4%) a la obtenida durante el mismo periodo del año anterior. Respecto a la energía operada, esta presentó un aumento de 1,8% en comparación a diciembre 2016, alcanzando 943 GWh.
- En cuanto al nivel de pérdidas, éstas se encuentran en 9,6%, superior al nivel registrado en diciembre 2016, periodo en el cual alcanzaba un 9,2%.
- El número de clientes registró un aumento de 2,0% respecto a diciembre 2016, alcanzando un total de 180.214 clientes distribuidos en la región de Antofagasta.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al periodo concluido el 31 de diciembre de 2017, Empresa Eléctrica de Antofagasta (ELECDA) registró una utilidad después de impuesto de MM\$ 1.578 que resulta inferior (36,1%) a la utilidad de MM\$ 2.470 obtenida en igual periodo del año anterior.

Estado de Resultados ELECDA MM\$	dic.-17	dic.-16	Var. dic-17/dic-16	
			MM\$	%
Margen de energía	17.585	17.065	520	3,0%
Margen de servicios asociados	3.454	3.787	(333)	-8,8%
Costos operacionales	(13.124)	(13.111)	(13)	0,1%
EBITDA	7.915	7.741	174	2,2%
Depreciación y amortizaciones	(3.180)	(2.823)	(357)	12,6%
Resultado de explotación	4.736	4.918	(182)	-3,7%
Gasto financiero neto	(2.212)	(2.294)	82	-3,6%
Resultado por unidades de reajuste	35	4	30	-
Otros ingresos y egresos	(832)	187	(1.020)	-
Participación en ganancia (pérdida) de empresas asociadas	249	202	46	22,9%
Resultado fuera de explotación	(2.762)	(1.901)	(861)	45,3%
Resultado antes de impuestos	1.974	3.017	(1.044)	-34,6%
Impuesto a las ganancias	(396)	(547)	151	-27,6%
Resultado	1.578	2.470	(893)	-36,1%

A nivel de EBITDA acumulado, éste alcanzó MM\$ 7.915, superior en MM\$ 174 (2,2%) al cierre de diciembre 2016 y cuya variación positiva se explica principalmente por:

Mayor margen de energía por MM\$ 520

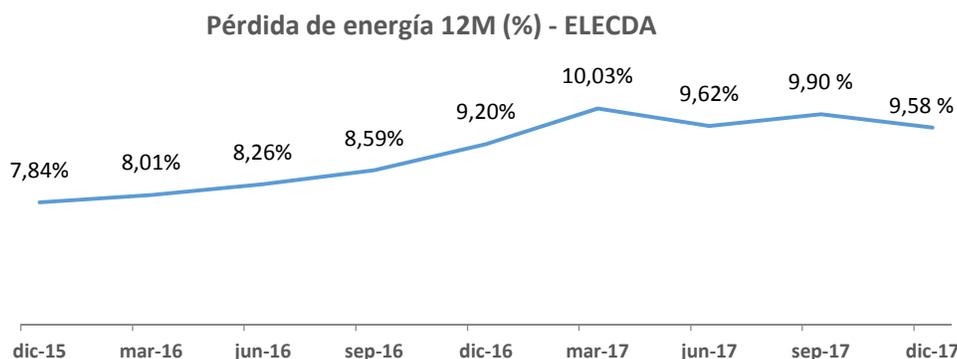
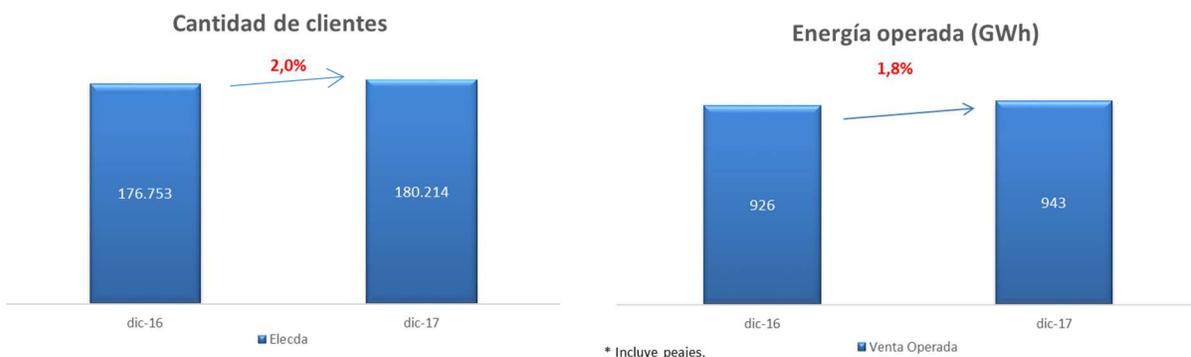
El margen de energía a diciembre 2017 registró un aumento de 3,0% con respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por mayores ventas de energía, un efecto positivo de indexación tarifaria y mayores ingresos de subtransmisión, compensado parcialmente por mayores pérdidas de energía.

Menor margen de servicios asociados por MM\$ 333

El margen de servicios asociados disminuyó MM\$ 333 (8,8%) con respecto a diciembre 2016, explicado principalmente por un menor margen en servicios de minería, debido fundamentalmente a una baja actividad minera por el escenario económico adverso del país. Todo lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos asociados a una mayor actividad en el negocio de obras a terceros.

Mayores costos operacionales por MM\$ 13

Los costos operacionales aumentaron en MM\$ 13 (0,1%) respecto a diciembre 2016, lo que se explica principalmente por mayores gastos operacionales por actividades en terreno y una mayor provisión de incobrables, lo que fue parcialmente compensado por menores gastos de personal y menores gastos administrativos.



En términos de Resultado de explotación, éste alcanzó a MM\$ 4.736, inferior en MM\$ 182 (3,7%) al registrado al 31 de diciembre del año anterior. La variación negativa se debe principalmente a un aumento de la Depreciación y amortizaciones del ejercicio en MM\$ 357, asociado a la revaluación del activo fijo a finales del año 2016 y a la entrada en operación de nuevas instalaciones.

Menor resultado fuera de explotación por MM\$ 861

La variación negativa se produce principalmente por otras pérdidas asociadas a efectos extraordinarios producto de reliquidaciones de períodos anteriores por efectos del Decreto 14 y de subtransmisión, menores ingresos asociados a obras de traslado de líneas y redes eléctricas y mayor deterioro de activo fijo.

3. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos MM\$	dic.-17	dic.-16	Var. dic-17/dic-16	
			MM\$	%
Activos corrientes				
Efectivo y equivalente al efectivo	880	0	880	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	28.993	22.023	6.970	31,7%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	346	1.084	(738)	-68,1%
Otros activos corrientes	1.388	1.970	(582)	-29,6%
Total activos corrientes	31.607	25.078	6.530	26,0%
Activos no corrientes				
Cuentas por cobrar	215	294	(79)	-26,8%
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	3.246	3.106	140	4,5%
Propiedades plantas y equipos	97.785	92.453	5.332	5,8%
Otros activos no corrientes	1.898	1.898	0	0,0%
Total activos no corrientes	103.144	97.751	5.393	5,5%
Total activos	134.752	122.829	11.923	9,7%

Como se observa en el cuadro anterior, el Total de activos presenta un aumento de MM\$ 11.923 a diciembre de 2017 equivalente a un alza de 9,7% con respecto a diciembre de 2016. Lo anterior se explica fundamentalmente por:

Aumento de Activos corrientes por MM\$ 6.530

- Explicado principalmente por un aumento en los Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MM\$ 6.970, asociado al aumento de sus ingresos operacionales por venta de energía y reliquidaciones del Decreto 14.

Aumento de Activos no corrientes MM\$ 5.393.

- Explicado fundamentalmente por un aumento de Propiedades, plantas y equipos de M\$ 5.332, asociado a proyectos de conexión de nuevos clientes, renovación de equipos, fiabilidad y abastecimiento de la demanda.

Pasivos MM\$	dic.-17	dic.-16	Var. dic-17/dic-16	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	26.727	1.365	25.363	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.815	11.826	(1.011)	-8,5%
Cuentas por pagar a relacionadas	12.869	546	12.323	-
Otros pasivos no financieros	1.461	1.106	356	32,2%
Total pasivo corriente	51.872	14.842	37.030	-
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	19.978	45.605	(25.627)	-56,2%
Cuentas por pagar	86	135	(49)	-36,1%
Pasivos por impuestos diferidos	3.672	3.376	296	8,8%
Otros pasivos no financieros	1.561	1.669	(108)	-6,4%
Total pasivo no corriente	25.297	50.784	(25.488)	-50,2%
Total pasivos	77.169	65.626	11.543	17,6%
Patrimonio	57.582	57.202	380	0,7%
Total pasivos y patrimonio	134.752	122.829	11.923	9,7%

El Total pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2017 aumentó en MM\$ 11.923 equivalente a 9,7% respecto a diciembre de 2016, cuya variación positiva se explica de la siguiente manera:

Aumento de Pasivos corrientes en MM\$ 37.030

- Aumento de Pasivos financieros en MM\$ 25.363, principalmente por el traspaso de créditos bancarios desde el largo al corto plazo. Sumado a lo anterior, se observa un aumento de cuentas por pagar a empresas relacionadas por MM\$ 12.323, principalmente por la cuenta corriente mercantil con CGE.

Disminución de Pasivos no corrientes en MM\$ 25.488

- La variación negativa es consecuencia de menores Pasivos financieros por MM\$ 25.627, asociados al traspaso de créditos desde el largo al corto plazo.

Aumento del Patrimonio en MM\$ 500

- El Patrimonio experimentó un aumento de MM\$ 380, asociado al resultado positivo del ejercicio a diciembre de 2017 de MM\$ 1.465, parcialmente compensado por pagos de dividendos de MM\$ 1.085.

4. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo MM\$	dic.-17	dic.-16	Var. dic-17/dic-16	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	1.858	20.500	(18.642)	-90,9%
Flujo originado por actividades de inversión	(10.700)	(13.320)	2.621	-19,7%
Flujo originado por actividades de financiamiento	9.721	(8.494)	18.216	-
Flujo neto total del período	880	(1.314)	2.194	-
Saldo inicial de efectivo	0	1.314	(1.314)	-
Saldo final	880	0	880	-

ELECDA ha generado al 31 de diciembre de 2017 un flujo neto positivo de MM\$ 880, superior en MM\$ 2.194 a igual período del año anterior, donde se registró un flujo negativo de MM\$ 1.314.

La variación en el flujo de efectivo se explica por:

- Menor flujo operacional de MM\$ 18.642 a diciembre 2017 en comparación al mismo período del año 2016, explicado principalmente por una menor recaudación en 2017 en comparación con el ejercicio anterior, producto de las reliquidaciones asociadas a procesos tarifarios de años anteriores durante el 2016, mayores pagos a proveedores y el reembolso de impuestos a las ganancias.
- Las actividades de inversión generaron una variación neta positiva a diciembre 2017 respecto a igual periodo del año anterior de MM\$ 2.621, que se explica por menores compras de propiedades, plantas y equipos.
- Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de MM\$ 18.216, generada principalmente por mayores prestamos de empresas relacionadas.

5. INDICADORES FINANCIEROS

A continuación se presentan los principales indicadores financieros más representativos de la Sociedad:

Indicadores		Unidad	dic.-17	dic.-16	Var %
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	0,6	1,7	-63,9%
	Rotación cuentas por cobrar	Días	90	72	24,0%
Endeudamiento	Pasivo total / Patrimonio neto	Veces	1,3	1,1	16,8%
	Deuda financiera* / Patrimonio neto	Veces	1,0	0,8	24,5%
	Deuda financiera neta / Ebitda	Veces	5,8	6,1	-4,6%
	Cobertura de gastos financieros netos	Veces	3,6	3,4	6,0%
Composición de pasivos	Pasivo corto plazo / Pasivo total	%	67,2	22,6	-
	Pasivo largo plazo / Pasivo total	%	32,8	77,4	-57,6%
	Deuda bancaria / Total pasivos	%	60,5	71,6	-15,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio ⁽¹⁾	%	2,7	4,3	-36,6%
	Ebitda/Activo Fijo	%	8,1	8,4	-3,3%
	Ebitda 12 meses	MM\$	7.915	7.741	2,2%

(1): Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora/Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

(2) Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora/Total activos.

* Incluye deuda con relacionadas

Liquidez:

El indicador de liquidez corriente disminuyó respecto a diciembre de 2016, explicado por el aumento de los pasivos de corto plazo, asociado al traspaso de vencimientos desde el largo al corto plazo y por el aumento de la cuenta corriente mercantil con CGE.

La rotación de cuentas por cobrar aumentó en diciembre 2017 por un aumento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, en línea al aumento de sus ingresos operacionales por venta de energía y reliquidaciones del Decreto 14.

Endeudamiento:

Los indicadores Pasivo total/Patrimonio neto y Deuda financiera neto/Patrimonio neto aumentan producto del incremento de la cuenta corriente mercantil con CGE.

No obstante lo anterior, el indicador Deuda Financiera Neta/Ebitda disminuye levemente debido a un mayor Efectivo y Efectivo equivalente y la mejora en el Ebitda.

La mejora en el Ebitda permite que el indicador de Cobertura de gastos financieros muestre un alza respecto a diciembre 2016.

Rentabilidad:

La Rentabilidad del patrimonio presenta una disminución a diciembre 2017, explicado principalmente por una baja en el resultado del ejercicio.

6. ANÁLISIS ÁREAS DE NEGOCIOS

ELECDA S.A. es una empresa de servicio público que transmite, distribuye y comercializa energía en la Región de Antofagasta, abasteciendo un total de 180.214 clientes al 31 de diciembre de 2017. Es parte del Sistema Eléctrico Nacional y participa del negocio de subtransmisión, pero su foco está principalmente en el negocio de distribución de electricidad. La energía operada al 31 de diciembre de 2017 alcanzó los 943 GWh registrando un incremento de 1,8% respecto al mismo periodo de 2016.

7. ANALISIS DE RIESGOS DEL NEGOCIO

Riesgos Financieros

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.

Riesgo de Tipo de Cambio y Tasa de Interés

En este ámbito, 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. Como se indicó anteriormente, las actividades son fundamentalmente en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2017 fue de un 100% en pesos chilenos. De este modo, el riesgo asociado al tipo de cambio no existe.

Al 31 de diciembre de 2017 el 56% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 100 puntos base superior a las vigentes sería de MM\$ 435 de mayor gasto por intereses.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros

La deuda financiera de ELECDA, al 31 de diciembre de 2017, se ha estructurado en un 56% a corto plazo, mediante créditos bancarios (capital vigente adeudado). Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, 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 del negocio en que participa ELECDA.

Riesgo de crédito deudores comerciales

En la actividad de distribución de electricidad, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley. Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la Sociedad, mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, personal y riesgos operacionales, estas se resumen en pólizas de responsabilidad civil, daños materiales y pérdida de beneficios, terrorismo, seguros vehiculares, incluido responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles, seguros de accidentes personales, entre otros.

HECHOS RELEVANTES

Razón Social : Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Rut : 96.541.920-9

Por el ejercicio de doce meses comprendidos entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2017, la Sociedad comunico a la Superintendencia de Valores y Seguros, los siguientes hechos relevantes:

- Con fecha 20 de marzo de 2017, de acuerdo con lo dispuesto en Circular N° 660 de fecha 22 de octubre de 1986 de la Superintendencia de Valores y Seguros, cumpla con informar a Ud. que el Directorio de esta Sociedad ha acordado, en sesión realizada el día 17 de marzo de 2017, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas fijada para el día 13 de abril de este año, el reparto del dividendo definitivo N° 107 de \$ 3,0.- por acción, que se propone pagar el día 25 de abril de 2017, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016.

De ser aprobado por la Junta el pago del referido dividendo definitivo, tendrán derecho a este último los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas a la media noche del día 18 de abril de 2017.

- Con fecha 6 de octubre de 2017, en conformidad a lo establecido en el artículo 9° e inciso 2° del artículo 10° de la ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores, lo previsto en la Sección II de la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, y encontrándome debidamente facultado por el directorio de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (en adelante indistintamente la “Sociedad” o “ELECDA”), informe a usted como hecho esencial, lo siguiente:

En sesión extraordinaria celebrada con fecha 6 de octubre de 2017, el directorio de ELECDA, acordó por la unanimidad de sus integrantes, solicitar al Ministerio de Energía su autorización para transferir a la matriz Compañía General de Electricidad S.A., en adelante también “CGE”, mediante fusión por absorción, la totalidad de las concesiones de servicio público de distribución de electricidad de que es titular la Sociedad.

La adopción de dicho acuerdo, se efectuó a solicitud de esa matriz, en el marco del plan de reorganización societaria impulsado por ella, cuyo objetivo es unificar en una sola compañía, CGE, todos los activos y actividades de transmisión y distribución de electricidad desarrolladas por las empresas transmisoras y distribuidoras filiales de aquélla, y teniendo especialmente presente que, de acuerdo a lo prescrito en la ley, cualquier decisión que implique el traspaso de una concesión de servicio público de distribución de electricidad, debe contar con la previa autorización del Ministerio de Energía, bajo sanción de caducidad de la concesión.

La solicitud de autorización de transferencia de las referidas concesiones, deberá formularse y tramitarse en conformidad a lo establecido en los artículos 47º de la Ley General de Servicios Eléctrico y 61 del Decreto Supremo N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería.

Santiago, 26 de Enero de 2018.