



COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2015 y 2014**

CONTENIDO

I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

M\$
CL \$

Miles de pesos chilenos.
Pesos chilenos.



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
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, que comprenden los estados de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados 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 consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados 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 consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, 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 consolidados 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 consolidados.



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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A y subsidiaria al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1.

Base de contabilización

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

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 3.1.


Fernando Zavala C.

EY LTDA.

Santiago, 28 de enero de 2016

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	1.706.328	3.196.529
Otros activos no financieros.	10	299.841	146.609
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	58.688.826	74.402.403
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	24.431.995	29.750.361
Activos por impuestos.	9	2.036.925	1.855.842
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		87.163.915	109.351.744
Total activos corrientes		87.163.915	109.351.744
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros.	10	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	7	615.285	737.174
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	23.017.826	23.017.723
Plusvalía.	13	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	14	159.653.046	154.603.133
Activos por impuestos diferidos.	16	3.132.147	5.852.032
Total activos no corrientes		285.487.318	283.279.076
TOTAL ACTIVOS		372.651.233	392.630.820

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	6.001.915	4.758.050
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	32.720.681	62.890.564
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	11.154.268	6.983.951
Otras provisiones.	19	466.473	866.022
Otros pasivos no financieros.	21	3.007.667	3.073.011
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		53.351.004	78.571.598
Total pasivos corrientes		53.351.004	78.571.598
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	81.429.304	77.422.398
Cuentas por pagar.	18	307.759	206.707
Otras provisiones.	19	803.461	490.948
Pasivo por impuestos diferidos.	16	1.558.981	8.293.816
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	5.245.961	5.592.539
Total pasivos no corrientes		89.345.466	92.006.408
TOTAL PASIVOS		142.696.470	170.578.006
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	165.490.190	164.979.472
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	29.046.232	18.033.987
Acciones propias en cartera.		(247.842)	0
Otras reservas.	22	35.412.597	38.110.756
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		229.701.177	221.124.215
Participaciones no controladoras.	22	253.586	928.599
Total patrimonio		229.954.763	222.052.814
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		372.651.233	392.630.820

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2015	01-01-2014
	al	31-12-2015	31-12-2014
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	258.835.093	228.124.678
Costo de ventas	24	(217.114.954)	(194.630.130)
Ganancia bruta		41.720.139	33.494.548
Otros ingresos, por función.	23	25.529	856.824
Gasto de administración.	24	(25.513.724)	(23.744.709)
Otros gastos, por función.	24	(195.411)	(168.482)
Otras ganancias (pérdidas).	24	641.577	8.525.371
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		16.678.110	18.963.552
Ingresos financieros.	25	1.935.370	1.692.839
Costos financieros.	25	(5.586.229)	(3.925.197)
Resultados por unidades de reajuste.	25	(1.515.854)	(4.485.744)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		11.511.397	12.245.450
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	4.038.114	(2.012.177)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		15.549.511	10.233.273
Ganancia (pérdida)		15.549.511	10.233.273
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		15.516.415	10.160.393
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	22.8	33.096	72.880
Ganancia (pérdida)		15.549.511	10.233.273
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	80,85	53,12
Ganancia (pérdida) por acción básica.	30	80,85	53,12
Cantidad de acciones		191.908.147	191.283.879

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ganancia (pérdida)		15.549.511	10.233.273
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.	22.10	0	22.265.129
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.10	181.681	(798.117)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		181.681	21.467.012
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		181.681	21.467.012
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	22.10	0	(8.841.744)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22.10	(38.639)	181.873
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(38.639)	(8.659.871)
Otro resultado integral		143.042	12.807.141
Total resultado integral		15.692.553	23.040.414
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		15.659.290	22.908.730
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		33.263	131.684
Total resultado integral		15.692.553	23.040.414

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera 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\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2015	164.979.472	0	43.425.791	(283.531)	(5.031.504)	38.110.756	18.033.987	221.124.215	928.599	222.052.814
Ajustes de períodos anteriores										
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	164.979.472	0	43.425.791	(283.531)	(5.031.504)	38.110.756	18.033.987	221.124.215	928.599	222.052.814
Cambios en patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)		0					15.516.415	15.516.415	33.096	15.549.511
Otro resultado integral		0	0	142.875	0	142.875		142.875	167	143.042
Total resultado integral	0	0	0	142.875	0	142.875	15.516.415	15.659.290	33.263	15.692.553
Emisión de patrimonio.	510.718	0				0	0	510.718	0	510.718
Dividendos.		0				0	(7.345.323)	(7.345.323)	0	(7.345.323)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	0	0	0	0	119	119	0	119	0	119
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(2.841.153)	0	0	(2.841.153)	2.841.153	0	(708.276)	(708.276)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	0	(247.842)				0	0	(247.842)	0	(247.842)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	510.718	(247.842)	(2.841.153)	142.875	119	(2.698.159)	11.012.245	8.576.962	(675.013)	7.901.949
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de Diciembre de 2015	165.490.190	(247.842)	40.584.638	(140.656)	(5.031.385)	35.412.597	29.046.232	229.701.177	253.586	229.954.763

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	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	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2014	164.979.472	31.941.267	329.222	(5.031.504)	27.238.985	5.372.498	197.590.955	936.562	198.527.517
Ajustes de períodos anteriores									
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	164.979.472	31.941.267	329.222	(5.031.504)	27.238.985	5.372.498	197.590.955	936.562	198.527.517
Cambios en patrimonio									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						10.160.393	10.160.393	72.880	10.233.273
Otro resultado integral		13.361.090	(612.753)	0	12.748.337		12.748.337	58.804	12.807.141
Total resultado integral	0	13.361.090	(612.753)	0	12.748.337	10.160.393	22.908.730	131.684	23.040.414
Dividendos.					0	(3.239.402)	(3.239.402)	0	(3.239.402)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios,	0	(1.876.566)	0	0	(1.876.566)	5.740.498	3.863.932	(139.647)	3.724.285
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	11.484.524	(612.753)	0	10.871.771	12.661.489	23.533.260	(7.963)	23.525.297
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de Diciembre de 2014	164.979.472	43.425.791	(283.531)	(5.031.504)	38.110.756	18.033.987	221.124.215	928.599	222.052.814

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 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.		252.503.340	290.670.706
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(225.473.562)	(251.103.043)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(9.857.723)	(10.293.535)
Otros pagos por actividades de operación.		(239.481)	(112.561)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		0	13.469
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.751.538)	(5.045.745)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		13.181.036	24.129.291
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		12.626	26.112
Compras de propiedades, planta y equipo.		(15.729.061)	(6.767.536)
Compras de activos intangibles.		(175)	(1.145)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		2.439.479	(54.555)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(13.277.131)	(6.797.124)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		50.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		50.000.000	0
Préstamos de entidades relacionadas.		383.273.525	219.712.009
Pagos de préstamos.		(47.577.586)	(9.406.631)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(374.527.955)	(224.603.436)
Dividendos pagados.		(10.448.226)	(299.632)
Intereses recibidos.		1.509.954	41.791
Intereses pagados.		(3.623.818)	(1.966.406)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.394.106)	(16.522.305)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(1.490.201)	809.862
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.490.201)	809.862
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	3.196.529	2.386.667
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		1.706.328	3.196.529

INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

1.- INFORMACION GENERAL.	16
2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA LA SOCIEDAD.	17
2.1 Aspectos regulatorios.	17
2.2.- Mercado de distribución de electricidad.	17
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	22
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	22
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	23
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2015, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.- Bases de consolidación.	25
3.5.- Entidades subsidiarias.	27
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	28
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	29
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	29
3.9.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	30
3.10.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.	31
3.11.- Costos por intereses.	31
3.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	31
3.13.- Activos financieros.	32
3.14.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	34
3.15.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	34
3.16.- Capital social.	34
3.17.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	35
3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.	35
3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	35
3.20.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	36
3.21.- Provisiones.	37
3.22.- Subvenciones estatales.	37
3.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	38
3.24.- Reconocimiento de ingresos.	38
3.25.- Arrendamientos.	39
3.26.- Contratos de construcción.	39
3.27.- Distribución de dividendos.	39
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	40
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	40
4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	40
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	40
4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).	41
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	42
5.1.- Riesgo financiero.	42
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	45
7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	46
7.1.- Composición del rubro.	46
7.2.- Estratificación de la cartera.	49
7.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	50
7.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	51

7.5.-	Provisión y castigos.	51
7.6.-	Número y monto de operaciones.	51
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	52
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	53
8.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	57
9.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	58
10.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	58
11.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	59
11.1.-	Inversiones en subsidiarias.	59
12.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	61
12.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	61
12.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	63
13.-	PLUSVALIA.	64
14.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	64
14.1.-	Vidas útiles.	64
14.2.-	Detalle de los rubros.	65
14.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	67
14.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	68
14.5.-	Costo por intereses.	68
14.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	68
15.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	70
15.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	70
15.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	71
16.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	72
16.1.-	Activos por impuestos diferidos.	72
16.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.	73
16.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	73
16.4.-	Compensación de partidas.	74
17.-	PASIVOS FINANCIEROS.	75
17.1.-	Clases de otros pasivos financieros.	75
17.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	76
17.3.-	Obligaciones con el público. (Bonos)	77
18.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	78
18.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).	78
18.2.-	Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día.	78
19.-	OTRAS PROVISIONES.	79
19.1.-	Provisiones – saldos.	79
19.2.-	Movimiento de las provisiones.	80
20.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	80
20.1.-	Detalle del rubro.	80
20.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	81
20.3.-	Balance de las obligaciones post empleo y similares.	81
20.4.-	Gastos reconocidos en el estado de resultados.	81
20.5.-	Hipótesis actuariales	81
21.-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	82

21.1.- Ingresos diferidos.	82
21.2.- Contratos de construcción.	83
22.- PATRIMONIO NETO.	83
22.1.- Gestión de capital.	83
22.2.- Capital suscrito y pagado.	84
22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	84
22.4.- Política de dividendos.	84
22.5.- Dividendos.	84
22.6.- Reservas.	85
22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	86
22.8.- Participaciones no controladoras.	87
22.9.- Transacciones con participaciones no controladoras.	88
22.10.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	88
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	89
23.1.- Ingresos ordinarios.	89
23.2.- Otros ingresos, por función.	89
24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	89
24.1.- Gastos por naturaleza.	90
24.2.- Gastos de personal.	90
24.3.- Depreciación y amortización.	90
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	91
25.- RESULTADO FINANCIERO.	91
25.1.- Composición unidades de reajuste.	92
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	92
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	93
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	93
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	94
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	94
27.- GANANCIAS POR ACCION.	94
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	95
28.1.- Criterios de segmentación.	95
28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	95
28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	96
28.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	96
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	97
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	97
29.2.- Juicios arbitrales:	99
29.3.- Sanciones administrativas:	99
30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	100
31.- MEDIO AMBIENTE.	101
32.- HECHOS POSTERIORES.	101

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (en adelante la “Sociedad” o “Conafe”), Rut 91.143.000-2, es una sociedad anónima cerrada, tiene su domicilio social en Limache 3637, en la ciudad de Viña del Mar, 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° 0471 e inscrita en la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile por sus títulos de deuda.

Conafe, es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A, la cual es controlada por Gas Natural Fenosa Chile SpA, integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Gas Natural Fenosa Chile SpA es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL, S.A., 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” y el grupo Repsol quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 31 de diciembre de 2015, grupo “la Caixa” poseía el 34,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A. y grupo Repsol el 30,0% de participación en el mismo.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución y comercialización de energía eléctrica en la IV Región y el norte de la V Región de Chile. Por medio de su Subsidiaria Empresa Eléctrica de Atacama S.A., distribuye energía eléctrica en la III región.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 846 de fecha 28 de enero de 2016, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

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

La Sociedad y su subsidiaria participan en el negocio de la distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en las Regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso.

Las principales características del mercado y los eventuales factores de riesgos donde opera la Sociedad y sus subsidiarias son los siguientes:

2.1 Aspectos regulatorios.

Los negocios de la sociedad están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto y no obstante el resultado positivo del último proceso de licitación de suministro adjudicado en diciembre de 2014, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, influyendo negativamente en la oferta de energía y en sus precios.

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

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW (mediante Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29 de enero de 2015, dicho límite se modificó desde 2.000 kW a los actuales 5.000 kW) y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

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

2.2.- Mercado de distribución de electricidad.

La sociedad distribuye energía eléctrica abasteciendo a 503.305 clientes en la Región de Atacama, Coquimbo y Valparaíso cuyas ventas físicas alcanzaron a 2.436 GWh, en el período terminado al 31 de diciembre de 2015.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2014, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CONAFE contrató suministros con las empresas generadoras Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli 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., Pelumpén S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., E.CL S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A y Abengoa Generación Chile S.A. Adicionalmente, en el mes de octubre de 2015 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/02", en el cual se licitaron suministros comprendidos entre los años 2017 y 2036. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Aela Generación S.A., Iberoólica Cabo Leones I S.A., SCB II SpA, Amunche Solar SpA y el consorcio conformado por Abengoa Chile S.A., Abengoa Solar S.A. y Abengoa Solar Chile SpA.

Para el caso de los clientes libres, estos son abastecidos a través de los contratos que Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. mantiene con las empresas generadoras Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Gas Sur S.A.

Asimismo, la subsidiaria Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2014, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT contrató con los generadores Empresa Nacional de Electricidad 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., Pelumpén S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., E.CL S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A y Abengoa Generación Chile S.A. Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato que ésta mantiene con Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en EMELAT, ésta inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, EMELAT solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit excedente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, fueron desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, por lo que el 29 de enero de 2015 la Corte de Apelaciones rechazó nuevamente los recursos, esta vez pronunciándose sobre el fondo del asunto debatido. Posteriormente, el 29 de julio de 2015, la Corte Suprema confirmó los fallos de primera instancia dictados por la Corte de

Apelaciones de Santiago, rechazando las reclamaciones. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

Demanda:

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

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

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD):

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

- El precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras, como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II),
- Cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y
- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial.

Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

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

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

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

El valor agregado de distribución considera:

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

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

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

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

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad, en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II, así como también, los costos asociados al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

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

Por otro lado, cabe señalar que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de

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

Entre los meses de mayo y diciembre de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015, 15T-2015, 16T-2015 y 21T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015 y 1 de mayo de 2015, respectivamente. Respecto a los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante Oficio Circular N° 11167-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó las reliquidaciones correspondientes. A la fecha, dicha Superintendencia aún no ha instruido la reliquidación de los Decretos 16T-2015 y 21T-2015.

Por otra parte, aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de septiembre y 1 de noviembre de 2015.

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

Precios de servicios asociados al suministro:

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

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

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

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

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

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

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

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados.

Los presentes estados financieros consolidados de Conafe al 31 de diciembre de 2015, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés) e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), en lo relacionado con el impuesto diferido, derivado de la Reforma Tributaria contenida en la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial del 29 de septiembre de 2014, que aumentó la tasa de Impuesto Renta de 20% a 25% ó 27%, desde el año 2014 al 2017, respectivamente, dependiendo del régimen tributario adoptado. El efecto inicial fue registrado en Ganancias (pérdidas) acumuladas del Patrimonio, en los estados financieros del ejercicio 2014. El criterio anterior difiere de lo indicado en NIC 12, la cual establece que el efecto por el cambio de tasa de impuesto se debe registrar en resultados del período en que se publica la ley que modifica dichos impuestos.

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

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

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

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.

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

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

- 3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente

presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.6.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.10.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.11.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán

de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.12.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.13.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.14.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

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

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que la Sociedad tiene el control. Consideramos que mantenemos control cuando:

- Se tiene el poder sobre la entidad;
- Se está expuesto, o tiene derecho, a retornos variables procedentes de su implicación en las sociedades.
- Se tiene la capacidad de afectar los retornos mediante su poder sobre la entidad.

Se considera que la Sociedad tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. La Sociedad, en general, el poder sobre su subsidiaria se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de la subsidiaria.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o

convertibles. La subsidiaria se consolida a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, la sociedad reconoce el interés no controlador a su valor razonable o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

La Sociedad trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas de la Sociedad. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando la Sociedad deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2015			31-12-2014
					Directo	Indirecto	Total	Total
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL \$	98,40504%	0,00000%	98,40504%	0,00000%
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	Avda. L. B. O'Higgins N° 886, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	98,19136%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

Con fecha 1 de noviembre de 2014, fue fusionada Energía del Limarí S.A. por parte de Conafe quien a partir de esa fecha, reunió el 100% de las acciones de dicha sociedad.

El 18 de junio de 2015 Conafe fusionó por incorporación a su Subsidiaria Emel Atacama S.A., con efecto al 1 de enero de 2015, lo que implicó la incorporación de los accionistas minoritarios de esta última sociedad a la propiedad de la primera. Además, paso a tener propiedad de Empresa Eléctrica Atacama S.A., que hasta la fecha de la fusión mencionada era subsidiaria de Emel Atacama S.A.

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

3.6.1.- 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 La Sociedad es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de la Sociedad.

3.6.2.- 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 y coberturas de inversiones netas.

3.6.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$/ US \$	CL \$ / UF
31-12-2015	710,16	25.629,09
31-12-2014	606,75	24.627,10

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

3.7.- 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.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

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

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

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

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

Las construcciones u obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez terminado el 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 con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

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.

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

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

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

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

3.10.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.10.1.- Servidumbres.

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

3.10.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán durante el plazo de la concesión.

Dichos intangibles no se amortizan (vida útil indefinida), dado que la concesión no posee un plazo de expiración. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.10.3 Programas informáticos.

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

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

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

3.11.- Costos por intereses.

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

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

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

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

3.13.- Activos financieros.

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

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

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

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

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

3.13.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar y el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si

existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

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

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

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

3.19.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y 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 post empleo u otros similares.

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 propio y de su subsidiaria. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

3.20.3.- 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.- Premios de antigüedad.

La Sociedad tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.20.5.- 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 las Sociedades.

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 de 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.- Subvenciones estatales.

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

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

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

3.23.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos o plazos estimados de realización, como corrientes los con vencimiento igual o inferior a doce meses contados desde la fecha de corte de los estados financieros y como no corrientes, los mayores a ese período.

En el caso que existan obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo se encuentre asegurado, se reclasifican como no corrientes.

3.24.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de la Sociedad. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

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

3.24.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.24.2.- 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.

3.24.3.- Ingresos por intereses.

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

3.25.- Arrendamientos.

3.25.1.- 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.

3.25.2.- 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.

3.26.- Contratos de construcción.

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

3.27.- Distribución de dividendos.

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

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

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2014 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada.

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

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 los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 20 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

Conafe 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. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los

activos. 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 consolidados de la Sociedad.

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

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

Al respecto, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24 de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015; el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015; el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015; y el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015 y 1 de mayo de 2015, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, y a través del Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, instruyó las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015.

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

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido la Sociedad y su subsidiaria son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa la Sociedad y su subsidiaria, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para la actividad de distribución de electricidad. 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 los negocios en que participa Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, 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 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera consolidada de CONAFE alcanzó a M\$ 87.431.219, la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	87.431.219	100,00%	5.019.739	6,11%
Deuda en unidades de fomento		0,00%	77.160.709	93,89%
Total deuda financiera	87.431.219	100,00%	82.180.448	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2015 CONAFE no posee stock de deuda en unidades de fomento, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación unidad de fomento.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

Al 31 de diciembre de 2015 la deuda financiera de CONAFE se encuentra estructurada en un 40,4% a tasa fija y un 59,6% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultado antes de impuesto bajo un escenario en que las tasas fueran 1% anual superior a las vigentes sería de M\$ 516.230 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en la Sociedad y subsidiaria, 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, un 94,23% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo en créditos bancarios.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la compañía. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de la Sociedad y sus filiales.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo.

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

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2015	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	9.191.580	54.082.704	38.755.556	0	0	102.029.839
Total	9.191.580	54.082.704	38.755.556	0	0	102.029.839
Porcentualidad	9%	53%	38%	0%	0%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2014	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	543.243	14.282.671	22.929.399			37.755.313
Bonos	6.284.756	12.006.998	16.587.185	19.464.898	2.220.151	56.563.988
Total	6.827.999	26.289.669	39.516.584	19.464.898	2.220.151	94.319.301
Porcentualidad	7%	28%	42%	21%	2%	100%

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

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 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 la Sociedad es de 2,8 para los últimos 12 meses del período terminado al 31 de diciembre de 2015, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representa un monto del 4,08% del total de ingresos operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	258.860.622	228.981.502
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	71.873.225	89.200.589
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	12.569.114	14.061.012
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,8	3,9
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales.	4,08%	5,16%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014. 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 un resumen de los pasivos financieros, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Deuda al 31 de Diciembre de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	87.431.219	86.319.984	-1,27%
Total pasivo financiero	87.431.219	86.319.984	-1,27%

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	36.942.324	34.058.380	-7,81%
Bonos	45.238.124	47.236.135	4,42%
Total pasivo financiero	82.180.448	81.294.515	-1,08%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	1.561	314.625
Saldos en bancos.	1.704.767	2.881.904
Total efectivo.	1.706.328	3.196.529
Total	1.706.328	3.196.529

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no difieren del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo.

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	1.706.328	3.196.529
Total		1.706.328	3.196.529

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	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, neto.	47.317.399	39.831.797	579.382	550.508
Otras cuentas por cobrar, neto.	11.371.427	34.570.606	35.903	186.666
Total	58.688.826	74.402.403	615.285	737.174

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	0	3.168	0	0
Préstamos al personal.	777.155	817.212	35.903	186.666
Anticipo de remuneraciones.	255.743	209.638	0	0
Fondos por rendir.	31.947	14.114	0	0
Sub total	1.064.845	1.044.132	35.903	186.666
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	1.779.664	0	0	0
Sub total	1.779.664	0	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	8.178.569	33.358.576	0	0
Anticipo Proveedores.	164.022	5.233	0	0
Otros documentos por cobrar.	191.043	131.592	0	0
Otros.	0	37.789	0	0
Provisión de deterioro.	(6.716)	(6.716)	0	0
Sub total	8.526.918	33.526.474	0	0
Total	11.371.427	34.570.606	35.903	186.666

(*) Ver Nota N° 4.4

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales, bruto.	59.879.797	53.886.093	579.382	550.508
Otras cuentas por cobrar, bruto.	11.378.143	34.577.322	35.903	186.666
Total	71.257.940	88.463.415	615.285	737.174

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Deudores comerciales.	12.562.398	14.054.296
Otras cuentas por cobrar.	6.716	6.716
Total	12.569.114	14.061.012

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial.	14.061.012	11.425.238
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(2.100.642)	0
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	608.744	2.635.774
Total	12.569.114	14.061.012

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

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

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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.

Durante el ejercicio 2014 en el segmento eléctrico se consideraban saldos de dudoso cobro toda deuda superior a tres años de antigüedad, la que era provisionada en un 100%, adicionalmente a ella, se establecía un porcentaje a las treinta y seis ultimas facturaciones móviles. El efecto del cambio de metodología es un menor cargo a resultados de M\$ 264.519.-

7.2.- Estratificación de la cartera.

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

31-12-2015	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	31.647.272	9.766.306	2.930.011	1.107.023	1.599.437	625.960	561.614	419.162	177.227	11.625.167	60.459.179	59.879.797	579.382
Otras cuentas por cobrar, bruto.	11.214.543	67.956	67.956	12.442	12.442	26.265	12.442	0	0	0	11.414.046	11.378.143	35.903
Provision deterioro	(2.027)	(1.618)	(7.114)	(242)	(49.848)	(56.831)	(229.878)	(419.162)	(177.227)	(11.625.167)	(12.569.114)	(12.569.114)	0
Total	42.859.788	9.832.644	2.990.853	1.119.223	1.562.031	595.394	344.178	0	0	0	59.304.111	58.688.826	615.285

31-12-2014	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	24.107.683	10.831.352	3.130.343	636.797	378.474	247.297	266.608	240.451	349.435	14.248.161	54.436.601	53.886.093	550.508
Otras cuentas por cobrar, bruto.	34.458.596	15.011	21.202	5.346	5.346	4.781	2.440	13.745	2.440	235.081	34.763.988	34.577.322	186.666
Provision deterioro	(120.162)	(73.962)	(135.551)	(115.819)	(129.688)	(118.479)	(140.602)	(127.568)	(112.486)	(12.986.695)	(14.061.012)	(14.061.012)	0
Total	58.446.117	10.772.401	3.015.994	526.324	254.132	133.599	128.446	126.628	239.389	1.496.547	75.139.577	74.402.403	737.174

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

31-12-2015								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	13.031.208	0	0	0	0	13.031.208	0
Por vencer. (2)	176.540	15.708.392	(2.027)	4.357	2.907.672	0	18.616.064	(2.027)
Sub total por vencer	176.540	28.739.600	(2.027)	4.357	2.907.672	0	31.647.272	(2.027)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	141.440	9.534.400	(1.618)	662	231.906	0	9.766.306	(1.618)
Entre 31 y 60 días	19.564	2.887.636	(398)	172	42.375	0	2.930.011	(398)
Entre 61 y 90 días	7.984	1.076.930	(242)	109	30.093	0	1.107.023	(242)
Entre 91 y 120 días	1.421	1.562.598	(49.848)	54	36.839	0	1.599.437	(49.848)
Entre 121 y 150 días	2.217	597.397	(56.831)	102	28.563	0	625.960	(56.831)
Entre 151 y 180 días	1.290	535.817	(229.878)	60	25.797	0	561.614	(229.878)
Entre 181 y 210 días	508	387.461	(387.461)	20	31.701	(31.701)	419.162	(419.162)
Entre 211 y 250 días	532	145.215	(145.215)	72	32.012	(32.012)	177.227	(177.227)
Más de 250 días	31.036	11.429.708	(11.429.708)	4.024	195.459	(195.459)	11.625.167	(11.625.167)
Sub total vencidos	205.992	28.157.162	(12.301.199)	5.275	654.745	(259.172)	28.811.907	(12.560.371)
Total	382.532	56.896.762	(12.303.226)	9.632	3.562.417	(259.172)	60.459.179	(12.562.398)

31-12-2014								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)	0	14.577.857	0	0	0	0	14.577.857	0
Por vencer. (2)	159.280	7.384.710	(119.845)	3.969	2.145.116	(317)	9.529.826	(120.162)
Sub total por vencer	159.280	21.962.567	(119.845)	3.969	2.145.116	(317)	24.107.683	(120.162)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	127.778	10.719.641	(73.940)	1.015	111.711	(22)	10.831.352	(73.962)
Entre 31 y 60 días	23.550	3.091.038	(135.537)	296	39.305	(14)	3.130.343	(135.551)
Entre 61 y 90 días	5.642	606.401	(115.805)	143	30.396	(14)	636.797	(115.819)
Entre 91 y 120 días	3.320	349.752	(129.674)	126	28.722	(14)	378.474	(129.688)
Entre 121 y 150 días	1.539	223.312	(118.479)	105	23.985	0	247.297	(118.479)
Entre 151 y 180 días	1.111	244.000	(140.602)	87	22.608	0	266.608	(140.602)
Entre 181 y 210 días	1.274	214.948	(127.568)	81	25.503	0	240.451	(127.568)
Entre 211 y 250 días	1.546	313.363	(112.486)	97	36.072	0	349.435	(112.486)
Más de 250 días	40.511	12.793.098	(11.588.610)	5.137	1.455.063	(1.391.369)	14.248.161	(12.979.979)
Sub total vencidos	206.271	28.555.553	(12.542.701)	7.087	1.773.365	(1.391.433)	30.328.918	(13.934.134)
Total	365.551	50.518.120	(12.662.546)	11.056	3.918.481	(1.391.750)	54.436.601	(14.054.296)

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se 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 en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2015				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	9	160.633	286	2.473.213
Total	9	160.633	286	2.473.213

31-12-2014				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	60	37.995	241	2.992.680
Total	60	37.995	241	2.992.680

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Provisión cartera no repactada	(359.320)	2.291.221
Provisión cartera repactada	968.064	344.553
Total	608.744	2.635.774

7.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente por venta de energía:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ventas de energía eléctrica	6.620.379	258.835.093
Total	6.620.379	258.835.093

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2014
	N°	31-12-2014 M\$
Ventas de energía eléctrica	5.796.414	228.124.678
Total	5.796.414	228.124.678

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

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	17.227.079	27.947.520	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados de arriendos oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	10.981	8.908	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	261	113	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados de operaciones técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	23	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	13.892	27.855	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	11.448	11.190	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	317	543	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados de arriendos oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	501	3.059	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	115.224	1.606.211	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.419	0	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.155	2.538	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16.096	23.581	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.264	76.939	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	715	512	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	1.389	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	553.691	3.478	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	405	0	0	0
96868110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	218	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.358.307	35.622	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	653	0	0	0
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	103.885	197	0	0
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	283	465	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.225	0	0	0
96868110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	194	0	0	0
TOTALES							24.431.995	29.750.361	0	0

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías financieras, legales y administrativas	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	26.701	32.271	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Dividendo por pagar	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	244.301	3.036.963	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos de operaciones técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		4.225	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.109	777	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios de arriendo de vehículos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		10.158	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.327.396	216.564	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra propiedad, planta y equipo	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		717.844	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesorías informáticas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	9.866	410.470	0	0
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	214	11.725	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	114.778	8.397	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		64.471	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	304.718	884.019	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Asesorías técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	150.639	18.463	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios administrativos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	46.733	0	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	868.505	660.975	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Call center	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	72.077	59.236	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.251.608	163.875	0	0
76144275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios de administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.623	315.381	0	0
76412700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios de administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16.543	119.083	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.352	621	0	0
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	27.559	243.597	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.820.361	3.973	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.793.222	252	0	0
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.066.963	611	0	0
TOTALES							11.154.268	6.983.951	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 31-12-2015		01-01-2014 31-12-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios Recibidos	CL \$	766.000	(766.000)	539.103	(539.103)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Corriente Mercantil (Cargos)	CL \$	10.956.146	0	227.545.480	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Corriente Mercantil (Abonos)	CL \$	0	0	222.654.053	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Pagados	CL \$	771.209	(771.195)	43.624	(43.624)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Cobrados	CL \$	1.509.954	1.081.540	1.270.273	1.270.273
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	5.269.377	0	3.344.544	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	127	127	154	154
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de Oficinas	CL \$	0	0	10.147	10.147
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de Equipos	CL \$	141.007	(141.007)	57.684	(57.684)
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Materiales	CL \$	3.739.943	(3.739.943)	2.193.337	(1.223.812)
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	269.086	(269.086)	291.105	(291.105)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de Oficinas	CL \$	417.122	(417.122)	232.971	(232.971)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	37.701	(37.701)	47.189	(47.189)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	91.799	0	8.379	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	179.405	179.405	160.624	160.624
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	2.230.681	2.230.681	38.030	38.030
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de Oficinas	CL \$	1.754	1.754	18.554	18.554
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	4.918	(4.918)	6.508	(6.508)
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	286.098	0	72.106	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	2.561	2.561	3.612	3.612
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de Oficinas	CL \$	2.439	2.439	3.589	3.589
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	5.021.060	(5.021.060)	4.122.485	(4.122.485)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías Recibidas	CL \$	504.385	(504.385)	37.404	(37.404)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	589.272	0	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	223.055	(223.055)	197.326	(197.326)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	591.015	591.015	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	9.027.006	(9.027.006)	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Abonos)	CL \$	113.348	0	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	1.254.002	0	3.248.502	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	888.092	(888.092)	551.499	(551.499)
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	40.734	40.734	16.916	16.916

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (Continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2015 31-12-2015		01-01-2014 31-12-2014	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	14.344	14.344	15.647	15.647
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	2.128.474	0	1.040.060	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	4.045.961	(4.045.961)	4.656.458	(4.656.458)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Materiales	CL \$	1.946	(1.946)	6.328	0
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arrendos de Oficinas	CL \$	591.152	(591.152)	658.138	(658.138)
93832000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.146	4.146	126	126
76412700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	456.265	(456.265)	337.171	(337.171)
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Gas Licuado	CL \$	4.589	(4.589)	6.115	(6.115)
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.545	4.545	6.950	6.950
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	40.455	(40.455)	12.164	(12.164)
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	3.550	3.550	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Materiales	CL \$	11.912	(11.912)	0	0
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	619	0	0	0
96868110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	224	224	1.149	1.149
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	0	0	301.054	301.054
96849700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	0	0	23.981	23.981
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S. A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	205.745	(205.745)	0	0
96542120-3	Empresa Eléctrica de Arica S. A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	4.424.517	0	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S. A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	319.796	(319.796)	0	0
96541870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S. A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	8.653.506	0	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	57	57	419	419
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	607.158	(607.158)	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	19.972.175	0	0	0
76144275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	2.749.991	(2.749.991)	3.488.550	(3.488.550)
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Energía y Potencia	CL \$	2.833.708	(2.833.708)	3.803.628	(3.803.628)

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 08 de abril de 2015, de acuerdo a lo señalado en los artículos 31 y 56 de la Ley N° 18.046 se eligió a los integrantes del directorio, para el período 2015 - 2017.

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

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 836 de fecha 27 de abril de 2015 se designó como Presidente de Directorio de la Sociedad al director señor Antonio Gallart Gabas y como Vicepresidente al director señor Pablo Sobarzo Mierzo.

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General y dos Gerentes de Áreas.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

- Dietas por asistencia a sesiones.

A contar de abril de 2015, los directores no perciben remuneración por el desempeño de su cargo. Por el período 2014 se pagaba a cada director 30 unidades de fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del presidente del directorio era el equivalente a dos veces la dieta que le correspondía a un director.

El detalle de los montos pagados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
José Luis Hornauer Herrmann	Ex Presidente	0	12.883
Francisco Javier Marín Jordán	Ex Vice-Presidente	0	7.165
Rafael Andrés Marín Jordán	Ex Director	0	7.165
Andrés Pérez Cruz	Ex Director	729	7.165
Eduardo Rafael Morandé Montt	Presidente	2.951	8.639
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	1.477	7.936
Luis Carlos Aspillaga Urenda	Ex Director	729	1.410
Totales		5.886	52.363

8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 118.030 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, (M\$ 361.666 en el mismo ejercicio de 2014).

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

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	3.540.273	1.452.368	0	0
Créditos al impuesto.	90.554	780.458	0	0
Subtotal activos por impuestos	3.630.827	2.232.826	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(1.593.902)	(376.984)	0	0
Subtotal pasivos por impuestos	(1.593.902)	(376.984)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	2.036.925	1.855.842	0	0

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Gastos pagados por anticipado.	194.853	38.013	0	0
Garantías de arriendo.	200	200	0	0
Boletas en garantía.	104.788	108.396	0	0
Otros activos	0	0	8.280	8.280
Total	299.841	146.609	8.280	8.280

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

11.1.- Inversiones en subsidiarias.

11.1.1.- Inversiones en subsidiarias contabilizadas usando el método de la participación.

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,40504%	98,40504%	0	13.312.912	2.041.918	0	(612.575)	0	903.336	15.645.591	0
Emel Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,19136%	98,19136%	34.293.700	0	0	0	0	0	(34.293.700)	0	0
Total					34.293.700	13.312.912	2.041.918	0	(612.575)	0	(33.390.364)	15.645.591	0

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL \$	99,90000%	99,90000%	4.794.112	0	0	0	0	0	(4.794.112)	0	0
Emel Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,19136%	98,19136%	34.656.854	0	2.086.463	0	(2.932.580)	0	482.963	34.293.700	(54.017)
Total					39.450.966	0	2.086.463	0	(2.932.580)	0	(4.311.149)	34.293.700	(54.017)

11.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	31-12-2015													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	98,40504%	25.060.832	32.985.499	58.046.331	15.806.432	26.340.721	42.147.153	15.899.178	61.034.551	(52.274.909)	(6.684.628)	2.075.014	2.075.014	2.085.516	2.085.516
Total		25.060.832	32.985.499	58.046.331	15.806.432	26.340.721	42.147.153	15.899.178	61.034.551	(52.274.909)	(6.684.628)	2.075.014	2.075.014	2.085.516	2.085.516

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31-12-2014													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Emel Atacama S.A.	98,19136%	16.805.487	51.542.208	68.347.695	14.689.675	18.435.720	33.125.395	35.222.300	63.491.547	(57.937.030)	(3.395.174)	2.159.343	2.124.895	3.901.831	3.839.591
Total		16.805.487	51.542.208	68.347.695	14.689.675	18.435.720	33.125.395	35.222.300	63.491.547	(57.937.030)	(3.395.174)	2.159.343	2.124.895	3.901.831	3.839.591

12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

12.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	16.955	(16.864)	91
Otros activos intangibles identificables.	23.017.735	0	23.017.735
Total	23.034.690	(16.864)	23.017.826

Activos Intangibles	31-12-2014		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	16.956	(16.793)	163
Otros activos intangibles identificables.	23.017.560	0	23.017.560
Total	23.034.516	(16.793)	23.017.723

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2015 se encuentra en nota 12.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 alcanza a M\$ 16.864 y M\$ 16.793 al 31 de diciembre de 2014, 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 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2015		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	163	23.017.560	23.017.723
Adiciones.	0	175	175
Amortización.	(72)	0	(72)
Cambios, total	(72)	175	103
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	91	23.017.735	23.017.826

Movimientos en activos intangibles	31-12-2014		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	233	23.045.253	23.045.486
Adiciones.		1.145	1.145
Amortización.	(70)	(28.838)	(28.908)
Cambios, total	(70)	(27.693)	(27.763)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	163	23.017.560	23.017.723

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 2015 y 2014 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	31-12-2015	
	M\$	
Servidumbres.	90.967	Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	22.926.768	Indefinida
Total	23.017.735	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2014	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	90.792	Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	22.926.768	Indefinida
Total	23.017.560	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014	
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Gastos de administración.	72	70	28.838
Total	72	70	28.838

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.

12.2.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

13.- PLUSVALIA.

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

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2014			Movimientos 2015	
					Saldo al 01-01-2014	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2014	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2015
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A	03-12-2002	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Matriz	98.971.277	0	98.971.277	0	98.971.277
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A	05-01-2007	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Sin Relación	89.457	0	89.457	0	89.457
Totales					99.060.734	0	99.060.734	0	99.060.734

(*) Para todas las combinaciones de negocios efectuadas con anterioridad al 1 de enero de 2008, se optó por no aplicar de forma retroactiva la NIIF 3, utilizando la exención de la NIIF 1 como fecha de transición.

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

14.2.- Detalle de los rubros.

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

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	17.756.313	10.919.737
Terrenos.	1.672.509	1.672.509
Edificios.	678.852	694.449
Planta y equipos.	138.438.427	139.905.501
Subestaciones de distribución.	14.302.983	14.265.069
Líneas y redes de media y baja tensión.	119.081.791	120.310.719
Medidores.	5.053.653	5.329.713
Equipamiento de tecnología de la información	1.656	13.952
Instalaciones fijas y accesorios	780.926	977.694
Equipos de comunicaciones.	111.637	167.532
Herramientas.	458.343	543.648
Muebles y útiles.	210.946	266.514
Vehículos de motor.	324.363	419.291
Total	159.653.046	154.603.133

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcciones en curso.	17.756.313	10.919.737
Terrenos.	1.672.509	1.672.509
Edificios.	1.202.874	1.202.874
Planta y equipos.	209.282.482	204.681.406
Subestaciones de distribución.	23.627.678	22.973.285
Líneas y redes de media y baja tensión.	174.570.513	170.920.596
Medidores.	11.084.291	10.787.525
Equipamiento de tecnología de la información	191.638	191.638
Instalaciones fijas y accesorios	5.046.500	5.035.600
Equipos de comunicaciones.	1.402.133	1.402.133
Herramientas.	2.580.544	2.566.377
Muebles y útiles.	1.063.823	1.067.090
Vehículos de motor.	2.159.375	2.253.540
Total	237.311.691	225.957.304

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Edificios.	524.022	508.425
Planta y equipos.	70.844.055	64.775.905
Subestaciones de distribución.	9.324.695	8.708.216
Líneas y redes de media y baja tensión.	55.488.722	50.609.877
Medidores.	6.030.638	5.457.812
Equipamiento de tecnología de la información	189.982	177.686
Instalaciones fijas y accesorios	4.265.574	4.057.906
Equipos de comunicaciones.	1.290.496	1.234.601
Herramientas.	2.122.201	2.022.729
Muebles y útiles.	852.877	800.576
Vehículos de motor.	1.835.012	1.834.249
Total	77.658.645	71.354.171

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento año 2015	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	10.919.737	1.672.509	694.449	139.905.501	13.952	977.694	419.291	0	154.603.133
Cambios									
Adiciones.	13.122.933	0	0	326.521	0	18.248	0	0	13.467.702
Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(7.500)	0	(7.500)
Gasto por depreciación y retiros.			(15.597)	(7.442.436)	(12.296)	(233.708)	(87.428)	0	(7.791.465)
Otros incrementos (decrementos).	(6.286.357)	0	0	5.648.841	0	18.692	0	0	(618.824)
Total cambios	6.836.576	0	(15.597)	(1.467.074)	(12.296)	(196.768)	(94.928)	0	5.049.913
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	17.756.313	1.672.509	678.852	138.438.427	1.656	780.926	324.363	0	159.653.046

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	8.925.622	1.410.498	648.236	119.310.091	15.419	1.196.419	357.801	241.215	132.105.301
Cambios									
Adiciones.	5.247.631	0	0	331.077	0	95.123	0	243.523	5.917.354
Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(24.500)	0	(24.500)
Gasto por depreciación y retiros.		(46.705)	(14.326)	(5.878.656)	(1.467)	(242.520)	(90.322)	0	(6.273.996)
Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto.		308.716	60.539	21.895.874	0	0	0	0	22.265.129
Sub total reconocido en patrimonio neto		308.716	60.539	21.895.874	0	0	0	0	22.265.129
Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.	0	0	0	(4.978)	0	0	0	0	(4.978)
Otros incrementos (decrementos).	(3.253.516)			4.252.093		(71.328)	176.312	(484.738)	618.823
Total cambios	1.994.115	262.011	46.213	20.595.410	(1.467)	(218.725)	61.490	(241.215)	22.497.832
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	10.919.737	1.672.509	694.449	139.905.501	13.952	977.694	419.291	0	154.603.133

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 en el sector eléctrico, como asimismo 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 equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	27	7
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	1.037.375	737.273
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	13.122.933	5.247.631

14.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación periódica se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

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

El valor razonable para las instalaciones eléctricas mencionado en los párrafos anteriores, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado como se señaló fue una tasación independiente y dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

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

Durante el ejercicio 2014 se revaluó el segmento eléctrico y todas las propiedades. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto, registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 22.265.129, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2015 asciende al valor de M\$ 56.254.905.

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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Terrenos.	287.055	287.055
Edificios.	762.505	780.094
Planta y equipos.	83.485.323	81.040.152
Total	84.534.883	82.107.301

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	60.165.158	40.470.667
Ajustes de revaluación.	0	22.265.129
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(389.475)	(220.689)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(3.520.778)	(2.349.949)
Movimiento del ejercicio	(3.910.253)	19.694.491
Total	56.254.905	60.165.158

	31-12-2015			31-12-2014		
Propiedades, planta y equipo, revaluación	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	1.672.509	287.055	1.385.454	1.672.509	287.055	1.385.454
Edificios.	778.852	762.503	16.349	794.449	780.094	14.355
Planta y equipos.	138.338.427	83.485.325	54.853.102	139.805.501	81.040.152	58.765.349
Total	140.789.788	84.534.883	56.254.905	142.272.459	82.107.301	60.165.158

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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Construcción en curso.	17.756.313	10.919.737
Equipamiento de tecnologías de la información.	1.656	13.952
Instalaciones fijas y accesorios.	780.926	977.694
Vehículos de motor.	324.363	419.291
Total	18.863.258	12.330.674

15.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

La sociedad evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

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

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, fluctuaron entre un 9% y un 10,5%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2015.

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 2015 y 2014 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-12-2015	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(608.744)	(608.744)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2014 31-12-2014	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(2.635.774)	(2.635.774)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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	01-01-2015 31-12-2015	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(608.744)	(608.744)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	0	0

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2014 31-12-2014	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(2.635.774)	(2.635.774)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	0	0

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2015		31-12-2014	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	99.060.734	99.060.734	99.060.734	99.060.734
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	23.017.735	23.017.735	23.017.560	23.017.560

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

Al 31 de diciembre de 2014 se procedió a la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos como consecuencia de la aplicación de las modificaciones legales introducidas por la Ley N° 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, lo que originó un incremento en los activos diferidos por M\$ 7.109.265 y un aumento en los pasivos diferidos por M\$ 3.066.496.

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a intangibles.	306.200	0
Relativos a ingresos anticipados	637.831	181.763
Relativos a provisiones.	192.831	715.593
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	1.437.427	1.067.264
Relativos a pérdidas fiscales.	15.849.615	18.304.343
Relativos a cuentas por cobrar.	1.826.678	0
Relativos a los inventarios.	54.369	44.187
Relativos a otros.	0	760.908
Total	20.304.951	21.074.058

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.

Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden a bases imponibles negativas que proceden de la subsidiaria. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	3.509.539	1.353.641
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	15.081.418	16.137.186
Relativos a intangibles.	0	5.642.010
Relativos a cuentas por cobrar.	0	383.005
Relativos a otros.	140.828	0
Total	18.731.785	23.515.842

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 2015 y 2014:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	21.074.058	18.100.984
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(769.107)	(4.136.191)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	7.109.265
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(769.107)	2.973.074
Total	20.304.951	21.074.058

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial	23.515.842	12.685.443
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(4.784.057)	7.763.903
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	3.066.496
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(4.784.057)	10.830.399
Total	18.731.785	23.515.842

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	31-12-2015			31-12-2014		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	20.304.951	(17.172.804)	3.132.147	21.074.058	(15.222.026)	5.852.032
Pasivos por impuestos diferidos.	(18.731.785)	17.172.804	(1.558.981)	(23.515.842)	15.222.026	(8.293.816)
Total	1.573.166	0	1.573.166	(2.441.784)	0	(2.441.784)

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2015		31-12-2014	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL\$	6.001.915	81.429.304	19.739	5.000.000
Préstamos bancarios.	UF	0	0	223.665	31.698.920
Total préstamos bancarios		6.001.915	81.429.304	243.404	36.698.920
Obligaciones con el público (bonos)	UF	0	0	4.514.646	40.723.478
Total		6.001.915	81.429.304	4.758.050	77.422.398

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

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

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes								
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2015	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2015		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,76%	5,11%	Sin Garantía	0	0	0	5.024.131	5.024.131	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	3,83%	4,17%	Sin Garantía	0	0	228.947	0	228.947	0	17.187.184	0	0	0	0	0	0	17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	4,02%	4,41%	Sin Garantía	0	0	63.712	0	63.712	0	5.592.492	0	0	0	0	0	0	5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BCI	CL\$	Al vencimiento	5,66%	5,66%	Sin Garantía	0	0	0	180.806	180.806	0	0	0	24.902.518	0	0	0	0	24.902.518
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL\$	Al vencimiento	5,85%	5,85%	Sin Garantía	0	0	0	74.750	74.750	0	0	0	9.961.007	0	0	0	0	9.961.007
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía	0	230.299	0	0	230.299	0	6.338.203	0	0	0	0	0	0	6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL	Al vencimiento	3,88%	3,88%	Sin Garantía	0	90.720	0	0	90.720	0	2.505.154	0	0	0	0	0	0	2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Bbva	CL	Al vencimiento	5,01%	5,01%	Sin Garantía	0	0	0	108.550	108.550	0	14.942.746	0	0	0	0	0	0	14.942.746
Totales								0	321.019	292.659	5.388.237	6.001.915	0	46.565.779	0	34.863.525	0	0	0	0	81.429.304

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

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		
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2014		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,76%	4,76%	Sin Garantía	0	0	0	19.739	19.739	5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	5.000.000
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,45%	0,45%	Sin Garantía	0	0	24.781	0	24.781	0	17.238.970	0	0	0	0	0	0	17.238.970
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	0,31%	0,31%	Sin Garantía	0	0	4.528	0	4.528	0	5.594.194	0	0	0	0	0	0	5.594.194
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,81%	2,81%	Sin Garantía	0	30.195	0	0	30.195	2.511.964	0	0	0	0	0	0	0	2.511.964
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,76%	2,76%	Sin Garantía	0	164.161	0	0	164.161	6.353.792	0	0	0	0	0	0	0	6.353.792
Totales								0	194.356	29.309	19.739	243.404	13.865.756	0	22.833.164	0	0	0	0	0	36.698.920

17.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

No hay saldos por liquidación de los bonos

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses		31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
377	D	1.852.941	UF	4,40%	4,50%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	0	4.514.646	4.514.646	4.238.695	4.292.326	4.292.326	4.292.326	21.461.632	2.146.173	40.723.478
Totales										0	4.514.646	4.514.646	4.238.695	4.292.326	4.292.326	4.292.326	21.461.632	2.146.173	40.723.478

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	23.144.141	58.510.289	0	0
Retenciones.	1.988.346	553.094	0	0
Dividendos por pagar.	50.862	30.157	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	1.276.371	1.231.935	0	0
Proveedores no energéticos.	3.648.777	1.281.953	0	0
Acreeedores varios.	150.664	593.743	307.759	206.707
Otros.	2.461.520	689.393	0	0
Total	32.720.681	62.890.564	307.759	206.707

(*) Ver Nota N° 4.4.

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Vacaciones del personal.	475.970	401.195	0	0
Bonificaciones de feriados	71.424	157.718	0	0
Participación sobre resultados.	728.977	662.884	0	0
Aguinaldos.	0	10.138	0	0
Total	1.276.371	1.231.935	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	0	27.234.912	4.259.757	31.494.669
Entre 31 y 60 días	0	0	547.435	547.435
Entre 61 y 90 días	0	0	316.180	316.180
Entre 91 y 120 días	0	0	307.831	307.831
Entre 121 y 365 días	0	0	54.566	54.566
Más de 365 días	0	0	307.759	307.759
Total	0	27.234.912	5.793.528	33.028.440

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días	0	58.060.547	1.294.892	59.355.439
Entre 31 y 60 días	0	0	1.898.922	1.898.922
Entre 61 y 90 días	0	0	41.941	41.941
Entre 91 y 120 días	0	0	378.623	378.623
Entre 121 y 365 días	0	0	1.215.639	1.215.639
Más de 365 días	0	0	206.707	206.707
Total	0	58.060.547	5.036.724	63.097.271

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	399.795	824.486	0	0
Participación en utilidades y bonos.	59.664	35.271	0	0
Otras provisiones.	7.014	6.265	803.461	490.948
Total	466.473	866.022	803.461	490.948

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 paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros.

19.1.3.- Otras provisiones.

La Sociedad tiene el compromiso con el Estado de renovar las instalaciones relacionadas con el proyecto S.E.R. (Servicio de Energía Renovable), el cual se provisiona mensualmente para cumplir con esta obligación. El reemplazo de las instalaciones se realiza en 2 partes, la primera comenzó en el 2° semestre del año 2011 y la segunda en el año 2015.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	824.486	35.271	497.213	1.356.970
Provisiones adicionales.	342.409	86.227	589.333	1.017.969
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	32.788	(61.834)	749	(28.297)
Provisión utilizada.	(379.931)	0	0	(379.931)
Reversión de provisión no utilizada.	(419.957)	0	(276.820)	(696.777)
Total cambio en provisiones	(424.691)	24.393	313.262	(87.036)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	399.795	59.664	810.475	1.269.934

Saldos al 31 diciembre de 2014.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2014 M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	778.535	61.816	332.702	1.173.053
Provisiones adicionales.	585.019	67.192	164.511	816.722
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(377.997)	(93.737)	0	(471.734)
Provisión utilizada.	(150.871)	0	0	(150.871)
Reversión de provisión no utilizada.	(10.200)	0	0	(10.200)
Total cambio en provisiones	45.951	(26.545)	164.511	183.917
Saldo al 31 de diciembre de 2014	824.486	35.271	497.213	1.356.970

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	4.827.581	4.901.908
Provisión premio de antigüedad.	0	0	418.380	690.631
Total	0	0	5.245.961	5.592.539

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	4.901.908	3.974.028	690.631	424.374
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	557.864	785.182	(27.575)	(45.835)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	78.960	64.243	11.741	7.214
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(67.975)	445.792	(128.137)	319.940
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(643.176)	(367.337)	(128.280)	(15.062)
Total cambios en provisiones	(74.327)	927.880	(272.251)	266.257
Total	4.827.581	4.901.908	418.380	690.631

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	4.827.581	4.901.908	418.380	690.631
Total	4.827.581	4.901.908	418.380	690.631

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Línea del estado de resultados
	01-01-2015	01-01-2014	01-01-2015	01-01-2014	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	557.864	789.482	(27.575)	(45.835)	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	78.960	64.243	11.741	7.214	Costos Financieros.
Total	636.824	853.725	(15.834)	(38.621)	

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.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2015, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, la Sociedad contrató a Seasca, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	572.691	(493.880)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos. (*)	2.462.786	2.552.702	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	544.881	520.309	0	0
Total	3.007.667	3.073.011	0	0

21.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	2.457.531	2.477.389	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	0	1.938	0	0
Otros ingresos diferidos.	5.255	73.375	0	0
Total	2.462.786	2.552.702	0	0

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

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	2.552.702	4.276.156
Adiciones.	12.548.890	9.431.071
Imputación a resultados.	(12.351.982)	(11.154.525)
Ganancia (pérdida) otros.	(286.824)	0
Total	2.462.786	2.552.702

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	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	5.155.519	3.690.758
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(1.283.330)	(2.385.774)
Total	3.872.189	1.304.984

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

Detalle	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	3.069.503	15.965.611
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	4.081.809	1.043.916
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	6.539.340	3.521.305
Facturaciones por avances de obras	793.338	0

21.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	455.739	146.497	PER - FNDR

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 consolidado más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 18 de junio de 2015, se aumentó el Capital en M\$ 510.718 y se emitieron 264.268 acciones, con el objeto de incorporar a los accionistas minoritarios de la Subsidiaria Emel Atacama S.A., que se fusiono en esa misma fecha, recibiendo los activos y pasivos que tenía esta sociedad.

22.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$165.490.190 y M\$ 164.979.472 respectivamente.

22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., está representado por 191.908.407 y 191.283.879 respectivamente, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

22.4.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 08 de abril de 2015, se aprobó como política de dividendos para el año 2015, el distribuir no menos del 30% de la utilidad líquidas del ejercicio, mediante un dividendo provisorio y un dividendo definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio. El dividendo provisorio se pagará, en lo posible durante el mes de noviembre del 2015, corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo a celebrarse en abril del año 2016.

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

22.5.- Dividendos.

La Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 10 de abril de 2014, aprobó pago del dividendo definitivo con cargo a la utilidad del año 2013, N° 90 de \$ 1,00 por acción el que se pagó a contar del día 29 de abril de 2014, por un total de M\$ 191.284.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 08 de abril de 2015, aprobó el pago de un dividendo definitivo con cargo a las utilidades del año 2014, N° 91 de \$30,00 por acción el que se pagó a contar del 27 de abril de 2015, por un total de M\$ 5.738.516. Al 31 de diciembre de 2014 se contabilizó parte de este valor como dividendo mínimo por M\$ 3.048.118.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 843, celebrada el 26 de octubre de 2015, aprobó el pago del dividendo provisorio N° 92 de \$23 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 26 de noviembre de 2015, por un total de M\$ 4.408.938.

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad contabilizó con cargo a la utilidad del año 2015, un dividendo a pagar equivalente a la diferencia entre el dividendo mínimo establecido en la política de dividendos y el dividendo provisorio pagado en el presente ejercicio, por M\$ 245.986.

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 2014 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\$ 16.253.544 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 40.584.638, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 2.841.153.

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 2015 asciende a M\$ (140.656) y M\$ (283.531) al 31 de diciembre de 2014, 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 junio de 2008 incorporada en el capital emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo y otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

22.7.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

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

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Aplicación NIC 19 r	(516.929)	(516.929)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	4.740.546	318.670
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	10.097.193	7.256.039
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	3.863.931	3.863.932
Dividendos mínimos de acuerdo a política	(245.986)	(3.048.118)
Dividendos provisorios	(4.408.938)	0
Resultado del período o ejercicio	15.516.415	10.160.393
Total	29.046.232	18.033.987

(*) 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 realizara con cargo o abono a patrimonio según correspondiera. Durante el ejercicio 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de la Sociedad ascendió a M\$ 3.863.932.

22.8.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31-12-2015	31-12-2014				
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile		1,80864%	0	0	631.674	38.432
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	253.586	33.096	296.925	34.448
Total					253.586	33.096	928.599	72.880

22.9.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, no se realizaron transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

El 18 de junio de 2015, los accionistas no controladores de Emel Atacama S.A., se incorporaron a la propiedad de Conafe, producto de la fusión de ambas sociedades, lo que significó la disolución de Emel Atacama S.A.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2015	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			15.516.415			33.096			15.549.511
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	181.452	(38.577)	142.875	229	(62)	167	181.681	(38.639)	143.042
Total movimientos del periodo o ejercicio	181.452	(38.577)	142.875	229	(62)	167	181.681	(38.639)	143.042
Total resultado integral			15.659.290			33.263			15.692.553

Movimientos al 31 de diciembre de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2014	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			10.160.393			72.880			10.233.273
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	22.161.581	(8.800.491)	13.361.090	103.548	(41.253)	62.295	22.265.129	(8.841.744)	13.423.385
Reclasificación a resultados del periodo o ejercicio.			0			0	0	0	0
Total movimientos del periodo o ejercicio	22.161.581	(8.800.491)	13.361.090	103.548	(41.253)	62.295	22.265.129	(8.841.744)	13.423.385
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(794.641)	181.888	(612.753)	(3.476)	(15)	(3.491)	(798.117)	181.873	(616.244)
Total movimientos del periodo o ejercicio	(794.641)	181.888	(612.753)	(3.476)	(15)	(3.491)	(798.117)	181.873	(616.244)
Total resultado integral			22.908.730			131.684			23.040.414

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Ventas	229.394.983	203.570.128
Venta de energía.	229.369.880	203.509.528
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	25.103	60.600
Prestaciones de servicios	29.440.110	24.554.550
Recargos regulados, peajes y transmisión.	410.091	569.963
Arriendo de equipos de medida.	1.719.180	1.634.325
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	20.734	35.862
Apoyos en postación.	223.243	314.135
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	14.321.981	9.838.009
Otras prestaciones	12.744.881	12.162.256
Total	258.835.093	228.124.678

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 2015 y 2014.

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	24.811	2.240
Otros ingresos de operación.	718	854.584
Total	25.529	856.824

24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Costo de venta.	217.114.954	194.630.130
Costo de administración.	25.513.724	23.744.709
Otros gastos por función.	195.411	168.482
Total	242.824.089	218.543.321

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Compra de energía.	188.770.700	168.344.406
Gastos de personal.	10.604.205	10.030.800
Gastos de operación y mantenimiento.	20.663.175	17.592.220
Gastos de administración.	15.555.309	15.882.357
Costos de mercadotecnia.	195.411	168.482
Depreciación.	6.754.090	5.536.723
Amortización.	72	28.908
Otros gastos varios de operación.	281.127	959.425
Total	242.824.089	218.543.321

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Sueldos y salarios.	7.834.029	6.262.111
Beneficios a corto plazo a los empleados.	861.602	2.043.306
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	400.344	1.005.140
Beneficios por terminación.	258.462	113.832
Otros gastos de personal.	1.249.768	606.411
Total	10.604.205	10.030.800

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	6.409.873	5.304.802
Gasto de administración.	344.217	231.921
Otras ganancias (pérdidas).	1.037.375	737.273
Total depreciación	7.791.465	6.273.996
Amortización		
Gasto de administración.	72	28.908
Total amortización	72	28.908
Total	7.791.537	6.302.904

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(1.037.375)	(737.273)
Venta de chatarra.	15.629	58.559
Venta de propiedades, planta y equipo.	33.022	146.485
Compensación términos de contratos.	0	(2.000)
Juicios o arbitrajes.	(90.752)	(243.040)
Remuneraciones del directorio.	(5.886)	(52.317)
Otras (pérdidas) ganancias.	653.212	7.397.668
Aportes de terceros para financiar obras propias	1.073.727	1.957.289
Total	641.577	8.525.371

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 2015 y 2014 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	423.799	305.416
Otros ingresos financieros.	1.511.571	1.387.423
Total ingresos financieros	1.935.370	1.692.839
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(1.702.226)	(1.192.852)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(2.379.318)	(2.199.251)
Otros gastos.	(1.504.685)	(533.094)
Total costos financieros	(5.586.229)	(3.925.197)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(1.515.854)	(4.485.744)
Total	(5.166.713)	(6.718.102)

25.1.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	84.204	9.376
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	0	3.658
Activos por impuestos.	74.720	22.273
Total unidades de reajuste por activos	158.924	35.307
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(1.669.130)	(4.510.277)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1.299)	(7.905)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.832)	(2.869)
Otros pasivos no financieros.	(2.517)	0
Total unidades de reajuste por pasivos	(1.674.778)	(4.521.051)
Total unidades de reajuste neto	(1.515.854)	(4.485.744)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 22,5%, 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 2014, esta se encuentra calculada con una tasa del 21%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2016 dicho impuesto se fijó en 24%. A contar del año 2017, los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

La Ley N° 20.780, establece que los contribuyentes obligados a declarar sobre la base de sus rentas efectivas según contabilidad completa, podrán optar por aplicar las disposiciones referidas al "Sistema de renta atribuida" o bien, al "Sistema de tributación parcialmente integrado". Tratándose de sociedades anónimas, la opción que se elija deberá ser aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas la que deberá celebrarse antes de la vigencia del año comercial 2017. No obstante, si la sociedad anónima no ejerciere su opción, la ley dispone que se aplicará a ella el sistema de tributación parcialmente integrado.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se originó un cargo y un abono respectivamente a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 4.038.114 y M\$ 2.012.177.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(35.564)	1.062.274
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	5.777	(63.604)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(29.787)	998.670
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias. (*)	4.067.901	(3.010.847)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	4.067.901	(3.010.847)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	4.038.114	(2.012.177)

(*) Con fecha 18 de junio de 2015, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., fusionó por incorporación a Emel Atacama S.A., generando el reconocimiento de un activo diferido por M\$ 6.054.122, que surge de la diferencia, originada entre el capital propio tributario de Emel Atacama S.A., versus la inversión tributaria que mantenía Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. en dicha sociedad.

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(29.787)	998.670
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(29.787)	998.670
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	4.067.901	(3.010.847)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	4.067.901	(3.010.847)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	4.038.114	(2.012.177)

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 2015 y 2014.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	11.511.397		12.245.450	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(2.590.064)	22,5%	(2.571.545)	21,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	6.825.511	-59,3%	80.668	-0,7%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	0	0,0%	645.345	-5,3%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0	0,0%	(59.537)	0,5%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(197.333)	1,7%	(107.108)	0,9%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	6.628.178	-57,6%	559.368	-4,6%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	4.038.114	-35,1%	(2.012.177)	16,4%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2015 31-12-2015			01-01-2014 31-12-2014		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	0		0	22.265.129	(8.841.744)	13.423.385
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	181.681	(38.639)	143.042	(798.117)	181.873	(616.244)
Total		(38.639)			(8.659.871)	

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 la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2014 31-12-2014
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	15.516.415	10.160.393
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas. (\$)	80,85	53,12
Cantidad de acciones	191.908.147	191.283.879

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- Criterios de segmentación.

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

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

La información que se entrega al comité ejecutivo estratégico a nivel de estados de resultados por función y flujo de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	258.835.093
Costo de ventas	(217.114.954)	(194.630.130)
Ganancia bruta	41.720.139	33.494.548
Otros ingresos, por función.	25.529	856.824
Gasto de administración.	(25.513.724)	(23.744.709)
Otros gastos, por función.	(195.411)	(168.482)
Otras ganancias (pérdidas).	641.577	8.525.371
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	16.678.110	18.963.552
Ingresos financieros.	1.935.370	1.692.839
Costos financieros.	(5.586.229)	(3.925.197)
Resultados por unidades de reajuste.	(1.515.854)	(4.485.744)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	11.511.397	12.245.450
Gasto por impuestos a las ganancias.	4.038.114	(2.012.177)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	15.549.511	10.233.273
Ganancia (pérdida)	15.549.511	10.233.273
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	15.516.415	10.160.393
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	33.096	72.880
Ganancia (pérdida)	15.549.511	10.233.273
Depreciación	6.754.090	5.536.723
Amortización	72	28.908
EBITDA	22.790.695	16.003.812

28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	258.835.093

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	13.181.036	26.716.216
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(13.277.131)	(7.201.279)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(1.394.106)	(18.705.075)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(1.490.201)	809.862
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(1.490.201)	809.862
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	3.196.529	2.386.667
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	1.706.328	3.196.529

29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

29.1.- Juicios y otras acciones legales.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

29.1.1.- Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".

Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.

29.1.2.- Nombre del Juicio: "Comunidad Edificio Couve con CONAFE".

Fecha inicio: 2 de junio de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Viña del Mar.
Rol Nº: 447-2014
Materia: Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.
Cuantía: M\$ 2.000.000.
Estado: Con fecha 25 de noviembre de 2015 se citó a las partes a oír sentencia.

29.1.3- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".

Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol Nº: 898-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Etapa de prueba.

29.1.4.- Nombre del Juicio: "Fernandez con CONAFE".

Fecha inicio: 24 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de La Serena.
Rol Nº: 9396-2014
Materia: Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Etapa de prueba finalizada.

CONAFE como demandante.

29.1.5.- Nombre del Juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y otros".

Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 29.105-14
Materia: Reembolso del pago de las cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción del suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
Cuantía: M\$ 1.080.888.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

29.1.6.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con EMELAT".

Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Copiapó,
Rol Nº: 4281-2011
Materia: Demanda civil indemnización de perjuicios por suspensión de suministros.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Etapa de pruebas finalizada, con diligencias pendientes.

29.1.7.-Nombre del juicio: "AES Gener S.A. y Sociedad ELÉCTRICA Santiago S.P.A. con CGE Distribución, Elecda y Emelat".

Fecha: 29 de abril de 2015.
Tribunal: 14º Juzgado Civil de Santiago,
Rol Nº: 5.307-2015
Materia: Cobro de pesos por retiro de energía del Sistema Interconectado Central.
Cuantía: M\$ 551.683.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

EMELAT como demandante.

29.1.8.-Nombre del juicio: "Elecda y Emelat y otros con Endesa"

Fecha: 22 de septiembre de 2014.
Tribunal: 7º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 14.689 - 2014.
Materia: Nulidad de clausula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.

29.1.9.-Nombre del juicio: "CGED, Conafe, Emelat y Elecda con Transelec y Otros"

Fecha: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol Nº: 29.105-14
Materia: Reembolso del pago de las cantidades abonadas por las demandantes a los usuarios del servicio eléctrico por interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central.
Cuantía: M\$ 1.080.888.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

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

29.2.- Juicios arbitrales:

29.2.1.- Nombre del juicio: "Endesa con Emelat"

Fecha: 20 de noviembre de 2014.

Arbitro: Orlando Poblete Iturrate.

Rol N°: 2.083 - 2014.

Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.

Cuantía: No hay.

Estado: Etapa de prueba.

29.2.2.- Nombre del juicio: "Aes Gener con Emelat"

Fecha: 13 de noviembre de 2014.

Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.

Rol N°: 2.148-2014

Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.

Cuantía: M\$ 1.922.376.

Estado: Etapa de prueba.

29.3.- Sanciones administrativas:

CONAFE

29.3.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 9.406, de fecha 28 de julio de 2015, notificada a la sociedad con fecha 11 de agosto de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.200 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por del D.S. N°244, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 18 de agosto de 2015, el que fue rechazado con fecha 9 de diciembre de 2015, encontrándose pendiente el plazo para reclamar.

29.3.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.918, de fecha 9 de noviembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 17 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por la NSEG 20 E.p. 78, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 23 de noviembre de 2015, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.3.3.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 10.899, de fecha 5 de noviembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 12 de noviembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, siendo interpuesto recurso de reposición ante la SEC con fecha 19 de noviembre de 2015, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.3.4.- Mediante Resolución Exenta N° 11626 , de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.012 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. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, se interpondrá un recurso de reposición administrativo.

29.3.5.- Mediante Resolución Exenta N° 11618 , de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 351 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. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, se interpondrá un recurso de reposición administrativo.

30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

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

Subsidiaria / área	31-12-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	0	3	5	8	4
Gerencia Zonal IV	0	11	19	30	34
Gerencia Zonal V	0	5	15	20	26
GZIV- Elqui	0	18	59	77	76
GZV- Illapel	0	26	44	70	76
GZV- La Ligua	0	6	17	23	24
GZV- Viña del Mar	0	6	29	35	35
GZV- Ovalle	0	4	26	30	32
Emel Atacama S.A.	0	58	124	182	146
Total	0	137	338	475	453

Subsidiaria / área	31-12-2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	0	0	1	1	7
Gerencia Zonal IV	1	9	34	44	26
Gerencia Zonal V	0	6	27	33	18
GZIV- Elqui	0	11	59	70	56
GZV- Illapel	0	14	64	78	56
GZV- La Ligua	0	4	18	22	17
GZV- Viña del Mar	0	6	28	34	25
GZV- Ovalle	0	5	26	31	23
Emel Atacama S.A.	1	35	88	124	131
Total	2	90	345	437	359

31.- MEDIO AMBIENTE.

Conafe y su subsidiaria Emelat participan 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.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2015, fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados 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.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General