

Estados Financieros

**COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA
ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA**

Santiago, Chile
31 de diciembre de 2016 y 2015



COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA

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

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

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 consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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 con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros 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

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 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Fernando Zavala C.

EY Audit SpA.

Santiago, 25 de enero de 2017

Estados Financieros

**COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A.
Y SUBSIDIARIA**

31 de diciembre de 2016 y 2015

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	889.669	1.706.328
Otros activos no financieros.	10	116.716	299.841
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	58.626.502	58.688.826
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	10.590.941	24.431.995
Activos por impuestos.	9	5.031.033	2.036.925
Total activos corrientes		75.254.861	87.163.915
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros.	10	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	7	428.121	615.285
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	12	23.017.754	23.017.826
Plusvalía.	13	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	14	188.047.025	159.653.046
Activos por impuestos diferidos.	16	0	3.132.147
Total activos no corrientes		310.561.914	285.487.318
TOTAL ACTIVOS		385.816.775	372.651.233

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	1.097.118	6.001.915
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	36.043.831	32.296.830
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	1.484.629	11.154.268
Otras provisiones.	19	2.504.041	780.988
Otros pasivos no financieros.	21	914.545	3.117.003
Total pasivos corrientes		42.044.164	53.351.004
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	17	86.477.203	81.429.304
Cuentas por pagar.	18	894.950	307.759
Otras provisiones.	19	1.132.204	803.461
Pasivo por impuestos diferidos.	16	5.059.066	1.558.981
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	5.967.197	5.245.961
Total pasivos no corrientes		99.530.620	89.345.466
TOTAL PASIVOS		141.574.784	142.696.470
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	165.242.348	165.490.190
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	33.882.500	29.046.232
Acciones propias en cartera.		0	(247.842)
Otras reservas.	22	44.859.227	35.412.597
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		243.984.075	229.701.177
Participaciones no controladoras.	22	257.916	253.586
Total patrimonio		244.241.991	229.954.763
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		385.816.775	372.651.233

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	256.558.814	258.835.093
Costo de ventas	24	(212.176.689)	(222.704.074)
Ganancia bruta		44.382.125	36.131.019
Otros ingresos, por función.	23	98.601	209.925
Gasto de administración.	24	(30.770.709)	(20.289.785)
Otras ganancias (pérdidas).	24	2.430.410	626.951
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		16.140.427	16.678.110
Ingresos financieros.	25	938.494	1.935.370
Costos financieros.	25	(5.228.740)	(5.586.229)
Resultados por unidades de reajuste.	25	94.725	(1.515.854)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		11.944.906	11.511.397
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(2.409.266)	4.038.114
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		9.535.640	15.549.511
Ganancia (pérdida)		9.535.640	15.549.511
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		9.529.288	15.516.415
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	22.6	6.352	33.096
Ganancia (pérdida)		9.535.640	15.549.511
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	49,71	80,85
Ganancia (pérdida) por acción básica.	31	49,71	80,85
Cantidad de acciones		191.692.962	191.908.147

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2016 y 2015
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		9.535.640	15.549.511
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	17.420.218	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	22.10	(457.125)	181.681
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		16.963.093	181.681
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		16.963.093	181.681
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	(4.703.459)	0
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	22.10	123.424	(38.639)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		(4.580.035)	(38.639)
Otro resultado integral		12.383.058	143.042
Total resultado integral		21.918.698	15.692.553
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		21.912.441	15.659.290
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		6.257	33.263
Total resultado integral		21.918.698	15.692.553

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	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 2016	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
Patrimonio reexpresado	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
Cambios en patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)		0					9.529.288	9.529.288	6.352	9.535.640
Otro resultado integral		0	12.716.092	(332.939)	0	12.383.153		12.383.153	(95)	12.383.058
Total resultado integral	0	0	12.716.092	(332.939)	0	12.383.153	9.529.288	21.912.441	6.257	21.918.698
Dividendos.		0				0	(7.629.543)	(7.629.543)	0	(7.629.543)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(2.936.523)	0	0	(2.936.523)	2.936.523	0	(1.927)	(1.927)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(247.842)	247.842				0		0	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(247.842)	247.842	9.779.569	(332.939)	0	9.446.630	4.836.268	14.282.898	4.330	14.287.228
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2016	165.242.348	0	50.364.207	(473.595)	(5.031.385)	44.859.227	33.882.500	243.984.075	257.916	244.241.991

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	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
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

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-12-2016	31-12-2015
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		320.895.765	242.510.713
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		659.053	0
Otros cobros por actividades de operación.		26.026.755	10.318.977
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(309.115.822)	(226.985.586)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(12.095.709)	(9.857.723)
Otros pagos por actividades de operación.		(20.684)	(239.481)
Otros cobros y pagos de operación			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(829.957)	(169.220)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(7.527.762)	(3.582.318)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		17.991.639	11.995.362
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		7.925	12.626
Compras de propiedades, planta y equipo.		(22.531.090)	(15.729.061)
Compras de activos intangibles.		0	(175)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		911	2.439.479
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(22.522.254)	(13.277.131)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		0	72.779.676
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		0	55.592.492
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		0	17.187.184
Préstamos de entidades relacionadas.		809.619.988	382.764.957
Pagos de préstamos.		0	(70.357.262)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(794.293.466)	(372.833.713)
Dividendos pagados.		(7.675.807)	(10.448.226)
Intereses recibidos.		784.975	1.509.954
Intereses pagados.		(4.721.734)	(3.623.818)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		3.713.956	(208.432)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(816.659)	(1.490.201)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(816.659)	(1.490.201)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	1.706.328	3.196.529
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		889.669	1.706.328

COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

1.-	INFORMACION GENERAL.	15
2.-	DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA.	16
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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	22
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	24
3.4.-	Bases de consolidación.	26
3.5.-	Entidades subsidiarias.	28
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	29
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	29
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	29
3.9.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	31
3.10.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	31
3.11.-	Costos por intereses.	32
3.12.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	32
3.13.-	Activos financieros.	32
3.14.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	34
3.15.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	35
3.16.-	Capital social.	35
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.	38
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.	40
3.27.-	Distribución de dividendos.	40
3.28.-	Costo de ventas.	40
3.29.-	Estado de flujos de efectivo	40
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	41
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	41
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	41
4.3.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	42
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).	42
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	43
5.1.-	Riesgo financiero.	43
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	46
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	47
7.1.-	Composición del rubro.	47

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.	52
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.	57
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.	64
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
18.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	77
18.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).	77
18.2.-	Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	77
19.-	OTRAS PROVISIONES.	78
19.1.-	Provisiones – saldos.	78
19.2.-	Movimiento de las provisiones.	79
20.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	80
20.1.-	Detalle del rubro.	80
20.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	80
20.3.-	Balance de las obligaciones post empleo y similares.	80
20.4.-	Gastos reconocidos en el estado de resultados.	80
20.5.-	Hipótesis actuariales	81

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	81
21.1.- Ingresos diferidos.	82
21.2.- Contratos de construcción.	82
22.- PATRIMONIO NETO.	83
22.1.- Gestión de capital.	83
22.2.- Capital suscrito y pagado.	83
22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	83
22.4.- Dividendos.	83
22.5.- Reservas.	84
22.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	84
22.7.- Participaciones no controladoras.	85
22.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	86
22.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	86
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	87
23.1.- Ingresos ordinarios.	87
23.2.- Otros ingresos, por función.	87
24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	87
24.1.- Gastos por naturaleza.	88
24.2.- Gastos de personal.	88
24.3.- Depreciación y amortización.	88
24.4.- Otras ganancias (pérdidas).	89
25.- RESULTADO FINANCIERO.	89
25.1.- Composición unidades de reajuste.	90
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	90
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	90
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	91
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	91
26.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	91
27.- GANANCIAS POR ACCION.	92
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.	92
28.1.- Criterios de segmentación.	92
28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.	93
28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	94
28.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	94
29.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	95
29.1.- Juicios y otras acciones legales.	95
29.2.- Juicios arbitrales	96
29.3.- Sanciones administrativas	97
30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	98
31.- MEDIO AMBIENTE.	99
32.- HECHOS POSTERIORES.	99

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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.

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

Al 31 de diciembre de 2016, grupo “la Caixa” poseía el 24,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A, el grupo Repsol 20% y Global Infrastructure Management el 20,0% 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 2016 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 860 de fecha 25 de enero de 2017, quien con dicha fecha autorizó además su publicación

2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑIA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A. Y SUBSIDIARIA.

La Sociedad y sus subsidiarias 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 de los últimos procesos de licitación de suministro eléctrico, adjudicados a partir de diciembre de 2014 a la fecha, aún existen dificultades que afectan el desarrollo de proyectos de generación y transmisión, incorporando incertidumbre a la oferta de energía y sus precios.

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

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes regulados que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

2.2.- Mercado de distribución de electricidad.

La sociedad distribuye energía eléctrica abasteciendo a 519.185 clientes en la Región de Atacama, Coquimbo y Valparaíso cuyas ventas físicas alcanzaron a 2.380 GWh, en el período terminado al 31 de diciembre de 2016.

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 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CONAFE mantiene contratos 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., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A. Además, en el mes de agosto de 2016, fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/01", en el cual CONAFE licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Puelche Sur Eólica SPA, Tchamma Eólica SPA, WPD Duqueco SPA, WPD Malleco II SPA, WPD Malleco SPA, WPD Negrete SPA y WPD Santa Fe SPA.

No obstante lo anterior, en el marco de la licitación de suministro de potencia y energía eléctrica efectuada en el año 2015, CNE proyectó, en el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, de abril 2015, aprobado mediante Resolución Exenta N° 164 de 9 de abril de 2015, el total de excedentes y de déficits de energía contratada de las empresas distribuidoras en el período comprendido entre los años 2015 y 2030, considerando las componentes variables como parte del nivel de contratación de éstas y el uso parcial del mecanismo de traspaso de excedentes, de modo de solventar las necesidades de suministro a corto plazo. De esta forma, CNE proyectó que en el año 2016 CONAFE presentaría un déficit de energía contratada, el que sería menor a los excedentes totales de otras distribuidoras del Sistema Interconectado Central (SIC) en el mismo período.

Así, con el propósito de cubrir el déficit de energía contratada y en cumplimiento de lo establecido en el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía, con fecha 15 de septiembre de 2016 CONAFE suscribió con las empresas distribuidoras CGE Distribución S.A., Chilectra S.A. y Chilquinta Energía S.A. los convenios de transferencia de excedentes que le permitirían solventar los referidos déficit. Con fecha 24 de noviembre de 2016, mediante diversas resoluciones exentas la Comisión Nacional de Energía aprobó con alcance dichos convenios.

Para el caso del suministro destinado a clientes libres, este se abastece a través del contrato que CONAFE mantiene con 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 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT mantiene contratos por 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., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A. Además, en el mes de agosto de 2016 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/01", en el cual EMELAT licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Puelche Sur Eólica SPA, Tchamma Eólica SPA, WPD Duqueco SPA, WPD Malleco II SPA, WPD Malleco SPA, WPD Negrete SPA y WPD Santa Fe SPA. Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato suscrito con Gas Sur 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.

En consideración de ello, 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.

Así, para materializar el traspaso de los mencionados excedentes, con fecha 28 de abril de 2016, EMELAT suscribió convenios de transferencia de excedentes con las distribuidoras CGE Distribución S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., que fueron aprobados con alcance mediante las resoluciones exentas de CNE N° 654, N° 655 y N° 656, del 9 de septiembre de 2016, y N° 662 del 13 de septiembre de 2016.

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

Precios de compra traspasados a público:

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

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

Por otro lado, cabe señalar que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, con vigencia desde el 1 de enero de 2011. Sin embargo, recién entre los meses de octubre de 2014 y enero de 2015, se publicaron los Decretos 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014, 8T-2014 y 9T-2014, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales fijan precios de nudo promedio con vigencia desde el 1 de enero de 2011, permitiendo el traspaso de los efectos del Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía a las cuentas de los clientes finales. Al respecto, mediante Oficios Circulares N° 13442-2014 y N° 1871-2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se ha materializado a contar de enero de 2015.

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

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

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

Precios de servicios asociados al suministro:

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

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

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

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

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

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

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

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 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS por su sigla en inglés).

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 2015, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, de igual forma se presentan los efectos en el estado de resultados consolidado por función y el estado consolidado de flujo de efectivo.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

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

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

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

- 3.2.3.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas.
- 3.2.4.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura.
- 3.2.5.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”.
- 3.2.6.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados.
- 3.2.7.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta.
- 3.2.8.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato.
- 3.2.9.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga.
- 3.2.10.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión.
- 3.2.11.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.2.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.
- 3.3.4.- Modificación a NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”, emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5 Modificación a NIC 12 “Impuesto a las ganancias”, emitida en enero de 2016, aclara como registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda medidos al valor razonable. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.6.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Administración de 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

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. Las subsidiarias se consolidan 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, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

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			
					31-12-2016			31-12-2015
					Directo	Indirecto	Total	Total
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL\$	98,40504%	0,00000%	98,40504%	98,40504%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.2.1 Perímetro de consolidación directo

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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados.

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
31-12-2016	669,47	26.347,98
31-12-2015	710,16	25.629,09

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 de los segmentos operativos, 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 incurren.

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

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

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

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

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas 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 o al valor asignado en combinación de negocios. 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 al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Asimismo, las concesiones de distribución en Chile, adquiridas básicamente como parte de combinación de negocios, no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro con periodicidad anual.

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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

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

3.11.- Costos por intereses.

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

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

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

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

3.13.- Activos financieros.

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

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

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

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

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

3.13.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

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

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.16.- Capital social.

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

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

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

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

3.18.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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, en los países en los que las subsidiarias y asociadas de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. operan y generan renta gravable.

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.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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).

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. 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 3.20.1.- 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. Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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:

- Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., 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.

3.24.4.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho de recibirlos o se percibe su pago.

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.

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.28.- Costo de ventas.

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

3.29.- Estado de flujos de efectivo

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

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

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

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

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

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

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.

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 2016 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 13).

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 Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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.

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.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución 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, cilindros y estanques del gas 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; el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015; el 4 de enero de 2016, el Decreto 22T-2015; el 21 de enero de 2016, el Decreto 24T-2015; el 4 de marzo de 2016, el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016 y el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016; 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, mediante el Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante el Oficio N° 1954/2016 del 17 de febrero de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2015, mediante el Oficio N° 3645/2016 del 28 de marzo de 2016, las reliquidaciones del Decreto 1T-2016, y a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

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

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometida 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 participan 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 subsidiarias, 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 2016, la deuda financiera consolidada de CONAFE alcanzó a M\$ 87.574.321, la que se encuentra denominada en pesos.

Tipo de deuda	31-12-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	87.574.321	100,00%	87.431.219	100,00%
Total deuda financiera	87.574.321	100,00%	87.431.219	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2016 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 2016 la deuda financiera de CONAFE (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada en un 40% a tasa fija y un 60% 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 subsidiarias, 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 100 % de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo en créditos bancarios.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la 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 31-12-2016	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	4.375.254	58.138.833	37.033.333			99.547.420
Total	4.375.254	58.138.833	37.033.333	0	0	99.547.420
Porcentualidad	4%	59%	37%	0%	0%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2015	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	9.282.868	54.911.263	39.061.111	0	0	103.255.243
Total	9.282.868	54.911.263	39.061.111	0	0	103.255.243
Porcentualidad	9%	53%	38%	0%	0%	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 2,9 para los últimos 12 meses del período terminado al 31 de diciembre de 2016, 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 4,98% del total de ingresos operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	256.657.415	259.045.018
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	74.254.098	71.873.224
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	15.199.475	12.569.113
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,9	2,8
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,98%	4,08%

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 al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación 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 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	87.574.321	88.358.739	0,90%
Total pasivo financiero	87.574.321	88.358.739	0,90%

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%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	3.372	1.561
Saldos en bancos.	886.297	1.704.767
Total efectivo.	889.669	1.706.328
Total	889.669	1.706.328

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

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL\$	889.669	1.706.328
Total		889.669	1.706.328

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

7.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, neto.	54.308.744	47.317.399	421.348	579.382
Otras cuentas por cobrar, neto.	4.317.758	11.371.427	6.773	35.903
Total	58.626.502	58.688.826	428.121	615.285

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.133.071	777.155	6.773	35.903
Anticipo de remuneraciones.	328.810	255.743	0	0
Fondos por rendir.	36.982	31.947	0	0
Sub total	1.498.863	1.064.845	6.773	35.903
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	913.881	1.779.664	0	0
Sub total	913.881	1.779.664	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	1.292.623	8.178.569	0	0
Anticipo Proveedores.	415.177	164.022	0	0
Otros documentos por cobrar.	203.930	191.043	0	0
Provisión de deterioro.	(6.716)	(6.716)	0	0
Sub total	1.905.014	8.526.918	0	0
Total	4.317.758	11.371.427	6.773	35.903

(*) Ver Nota N° 4.4

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, bruto.	69.501.503	59.879.796	421.348	579.382
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.324.474	11.378.143	6.773	35.903
Total	73.825.977	71.257.939	428.121	615.285

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales.	15.192.759	12.562.397
Otras cuentas por cobrar.	6.716	6.716
Total	15.199.475	12.569.113

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial.	12.569.113	14.061.012
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(970.648)	(2.100.642)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	3.601.010	608.743
Total	15.199.475	12.569.113

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

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

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

7.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

31-12-2016	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	34.506.556	11.437.966	3.741.161	1.853.079	1.555.529	1.086.854	934.382	799.243	1.065.416	12.942.665	69.922.851	69.501.503	421.348
Otras cuentas por cobrar, bruto.	3.944.820	121.287	121.287	12.442	41.954	12.442	77.015	0	0	0	4.331.247	4.324.474	6.773
Provision deterioro	(28.698)	(85.048)	(68.638)	(44.807)	(34.233)	(42.342)	(88.385)	(799.243)	(1.065.416)	(12.942.665)	(15.199.475)	(15.199.475)	0
Total	38.422.678	11.474.205	3.793.810	1.820.714	1.563.250	1.056.954	923.012	0	0	0	59.054.623	58.626.502	428.121

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.	31.647.271	9.766.306	2.930.011	1.107.023	1.599.437	625.960	561.614	419.162	177.227	11.625.167	60.459.178	59.879.796	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)	(229.877)	(419.162)	(177.227)	(11.625.167)	(12.569.113)	(12.569.113)	0
Total	42.859.787	9.832.644	2.990.853	1.119.223	1.562.031	595.394	344.179	0	0	0	59.304.111	58.688.826	615.285

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

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

31-12-2016								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.		15.421.029			0		15.421.029	0
Por vencer.	82.457	18.689.860	(28.698)	15.975	395.667	0	19.085.527	(28.698)
Sub total por vencer	82.457	34.110.889	(28.698)	15.975	395.667	0	34.506.556	(28.698)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	73.187	11.203.571	(85.048)	960	234.395	0	11.437.966	(85.048)
Entre 31 y 60 días	23.637	3.492.338	(68.638)	504	248.823	0	3.741.161	(68.638)
Entre 61 y 90 días	8.531	1.715.190	(44.807)	335	137.889	0	1.853.079	(44.807)
Entre 91 y 120 días	6.424	1.425.089	(34.233)	311	130.440	0	1.555.529	(34.233)
Entre 121 y 150 días	6.034	959.874	(42.342)	282	126.980	0	1.086.854	(42.342)
Entre 151 y 180 días	4.242	808.574	(81.669)	253	125.808	0	934.382	(81.669)
Entre 181 y 210 días	3.833	673.568	(673.568)	246	125.675	(125.675)	799.243	(799.243)
Entre 211 y 250 días	5.968	874.017	(874.017)	363	191.399	(191.399)	1.065.416	(1.065.416)
Más de 250 días	111.920	11.787.099	(11.787.099)	15.127	1.155.566	(1.155.566)	12.942.665	(12.942.665)
Sub total vencidos	243.776	32.939.320	(13.691.421)	18.382	2.476.975	(1.472.640)	35.416.295	(15.164.061)
Total	326.233	67.050.209	(13.720.119)	34.356	2.872.642	(1.472.640)	69.922.851	(15.192.759)

31-12-2015								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.		13.031.207			0		13.031.207	
Por vencer.	176.540	15.708.392	(2.027)	4.357	2.907.672	0	18.616.064	(2.027)
Sub total por vencer	176.540	28.739.599	(2.027)	4.357	2.907.672	0	31.647.271	(2.027)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	141.440	9.534.399	(1.617)	662	231.907	0	9.766.306	(1.617)
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	28.157.161	(12.301.198)	5.275	654.746	(259.172)	28.811.907	(12.560.370)
Total	382.532	56.896.760	(12.303.225)	9.632	3.562.418	(259.172)	60.459.178	(12.562.397)

(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 2016 y 2015 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2016		
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	315	3.282.126
Total	315	3.282.126

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

7.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	2.387.541	(359.320)
Provisión cartera repactada	1.213.469	968.063
Total	3.601.010	608.743

7.6.- Número y monto de operaciones.

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

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2016 31-12-2016 M\$
Ventas de energía eléctrica	6.373.431	256.558.814
Total	6.373.431	256.558.814

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

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

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

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

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones. Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Corriente Mercantil	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	9.826.197	17.227.079	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	99.650	0	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	24.114	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	501	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	317	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	15.604	10.981	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	232	261	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	715	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	8.233	283	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	11.448	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	13.892	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	20.341	16.096	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.299	6.155	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.298	1.264	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	93.560	115.224	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Facturación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	6.419	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	4.225	0	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	194	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	405	405	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	248.041	553.691	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	653	653	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	155.228	6.358.307	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de Facturación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	89.773	103.885	0	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	12	0	0	0
96.846.500-7	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	243	0	0	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicios de Facturación	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.058	0	0	0
TOTALES							10.590.941	24.431.995	0	0

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías financieras, legales y ad	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	13.619	26.701	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Dividendo por pagar	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	206.619	244.301	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de Materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	612.913	1.327.396	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	184.063	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesorías Informaticas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	9.866	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.954	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	304.718	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Asesorías Técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	150.639	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	35.048	868.505	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	102.495	46.733	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	144.917	1.251.608	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Call Center	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	72.077	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra de Gas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	1.352	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Asesorías Técnicas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	114.778	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.539	3.820.361	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	99	1.793.222	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	165.847	1.066.963	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	5.623	5.623	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de Materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	5.109	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	214	0	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios de Administración	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	16.543	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra de Energía y Potencia	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	27.559	0	0
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	6.893	0	0	0
TOTALES							1.484.629	11.154.268	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 2016 y 2015.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	30.136	(30.136)	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	213.494	213.494	179.405	179.405
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Construcción de redes eléctricas	CL \$	2.687.065	0	91.799	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de gastos comunes	CL \$	54.345	54.345	0	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	3.158	3.158	1.754	1.754
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías profesionales	CL \$	1.318.319	(1.318.319)	803.701	(803.701)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (pagos)	CL \$	794.293.466	0	372.833.713	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (préstamos)	CL \$	809.619.988	0	382.764.957	0
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL \$	784.975	784.975	1.509.954	1.081.540
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	306.121	(306.121)	771.209	(771.195)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Arriendo de propiedades	CL \$	367.001	(367.001)	417.122	(417.122)
76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	CL \$	2.230.681	2.230.681	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Soporte call center	CL \$	137.812	(137.812)	888.092	(888.092)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	11.498	11.498	55.078	55.078
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de recaudación	CL \$	4.448	4.448	2.128.474	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	0	0	286.098	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	0	0	5.021.060	(5.021.060)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	0	0	2.439	2.439
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	0	0	4.918	(4.918)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	2.561	2.561
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	13.399	0	5.269.377	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	10.072.560	(982.464)	3.739.943	(3.739.943)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicio administración de bodega	CL \$	161.378	(161.378)	269.086	(269.086)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	19.616	19.616	127	127
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de vehículos	CL \$	221.052	(221.052)	141.007	(141.007)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	3.637.131	(3.637.131)	4.045.961	(4.045.961)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	93.863	(93.863)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales y equipos	CL \$	2.705	(2.705)	1.946	(1.946)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	13.247	(13.247)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de equipos microinformáticos	CL \$	294.498	(294.498)	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	596.680	(596.680)	591.152	(591.152)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	12.778	12.778	4.146	4.146
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	547.967	(547.967)	504.385	(504.385)

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	01-01-2016 31-12-2016		01-01-2015 31-12-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$	302.218	(302.218)	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Construcción de redes eléctricas	CL \$	75.406	0	589.272	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	1.760.857	1.760.857	591.015	591.015
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión comercial	CL \$	1.028.367	(1.028.367)	223.055	(223.055)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	12.813.480	(12.813.480)	9.027.006	(9.027.006)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Abonos)	CL \$	0	0	113.348	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	0	0	1.254.002	0
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	534.524	(534.524)	456.265	(456.265)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicios sistema transmisión	CL \$	235.853	(235.853)	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	1.748.874	(1.748.874)	2.833.708	(2.833.708)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	180.573	(180.573)	607.158	(607.158)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	0	0	57	57
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	0	0	19.972.175	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	24.699	(24.699)	205.745	(205.745)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	0	0	4.424.517	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	45.092	(45.092)	319.796	(319.796)
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	0	0	8.653.506	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de gestión de proyectos	CL \$	977	(977)	40.455	(40.455)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	0	0	3.550	3.550
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Materiales	CL \$	0	0	11.912	(11.912)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Compra Propiedad, Planta y Equipo	CL \$	0	0	619	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	0	0	224	224
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	2.749.991	(2.749.991)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Gas Licuado	CL \$	0	0	4.589	(4.589)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	0	0	4.545	4.545

8.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

En Junta Ordinaria de Accionistas número 71 celebrada el 11 de abril de 2016, de acuerdo a lo señalado en los artículos 31 y 56 de la Ley N° 18.046 se eligió a los integrantes del directorio, para el período 2016 - 2019.

Gonzalo Soto Serdio	Presidente del Directorio
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Vicepresidente del Directorio
Mauricio Russo Camhi	Director
Matías Hepp Valenzuela	Director
Francisco Sánchez Hormazabal	Director

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 849 de fecha 25 de abril de 2016 se designó como Presidente de Directorio de la Sociedad al director señor Gonzalo Soto Serdio y como Vicepresidente al director señor Luis Gonzalo Palacios Vásquez.

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

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. Hasta marzo de período 2015 se pagó 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.

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	5.254.854	3.540.273
Créditos al impuesto.	116.329	90.554
Subtotal activos por impuestos	5.371.183	3.630.827
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(340.150)	(1.593.902)
Subtotal pasivos por impuestos	(340.150)	(1.593.902)
Total activos (pasivos) por impuestos	5.031.033	2.036.925

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gastos pagados por anticipado.	11.728	194.853		0
Garantías de arriendo.	200	200		0
Boletas en garantía.	104.788	104.788		0
Otros activos	0	0	8.280	8.280
Total	116.716	299.841	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 2016.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,40504%	98,40504%	15.645.591	0	391.907	0	(124.705)	15.912.793
Total					15.645.591	0	391.907	0	(124.705)	15.912.793

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\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	CL \$	98,40504%	98,40504%	0	13.312.912	2.041.918	(612.575)	903.336	15.645.591
Total					0	13.312.912	2.041.918	(612.575)	903.336	15.645.591

11.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2016													
		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%	17.294.755	36.458.348	53.753.103	11.333.373	26.249.020	37.582.393	16.170.710	68.598.909	(53.244.711)	(14.955.939)	398.259	398.259	392.286	392.286
Total		17.294.755	36.458.348	53.753.103	11.333.373	26.249.020	37.582.393	16.170.710	68.598.909	(53.244.711)	(14.955.939)	398.259	398.259	392.286	392.286

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2015							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

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 2016 y 2015 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos M\$	Amortización acumulada M\$	Valores netos M\$
Programas informáticos.	16.955	(16.936)	19
Otros activos intangibles identificables.	23.017.735	0	23.017.735
Total	23.034.690	(16.936)	23.017.754

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

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se encuentra en nota 12.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2016 alcanza a M\$ 16.936 y M\$ 16.864 al 31 de diciembre de 2015, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

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

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

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

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	91	23.017.735	23.017.826
Amortización.	(72)	0	(72)
Cambios, total	(72)	0	(72)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	19	23.017.735	23.017.754

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 al 31 de diciembre de 2015	91	23.017.735	23.017.826

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 2016 y 2015 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2016	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	90.967	Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	22.926.768	Indefinida
Total	23.017.735	

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

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

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	Programas informáticos M\$	Programas informáticos M\$
Gastos de administración.	72	72
Total	72	72

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 2016 y 2015 es el siguiente:

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

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

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 2016 y 2015 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	29.197.390	17.756.313
Terrenos.	2.028.432	1.672.509
Edificios.	484.152	678.852
Planta y equipos.	155.418.413	138.438.427
Subestaciones de distribución.	16.858.720	14.302.983
Líneas y redes de media y baja tensión.	132.524.893	119.081.791
Medidores.	6.034.800	5.053.653
Equipamiento de tecnología de la información	1.179	1.656
Instalaciones fijas y accesorios	654.917	780.926
Equipos de comunicaciones.	96.113	111.637
Herramientas.	394.925	458.343
Muebles y útiles.	163.879	210.946
Vehículos de motor.	262.542	324.363
Total	188.047.025	159.653.046

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	29.197.390	17.756.313
Terrenos.	2.028.432	1.672.509
Edificios.	1.023.118	1.202.874
Planta y equipos.	227.795.232	209.282.482
Subestaciones de distribución.	24.613.817	23.627.678
Líneas y redes de media y baja tensión.	190.464.639	174.570.513
Medidores.	12.716.776	11.084.291
Equipamiento de tecnología de la información	191.638	191.638
Instalaciones fijas y accesorios	5.095.061	5.046.500
Equipos de comunicaciones.	1.425.188	1.402.133
Herramientas.	2.601.382	2.580.544
Muebles y útiles.	1.068.491	1.063.823
Vehículos de motor.	2.150.146	2.159.375
Total	267.481.017	237.311.691

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Edificios.	538.966	524.022
Planta y equipos.	72.376.819	70.844.055
Subestaciones de distribución.	7.755.097	9.324.695
Líneas y redes de media y baja tensión.	57.939.746	55.488.722
Medidores.	6.681.976	6.030.638
Equipamiento de tecnología de la información	190.459	189.982
Instalaciones fijas y accesorios	4.440.144	4.265.574
Equipos de comunicaciones.	1.329.075	1.290.496
Herramientas.	2.206.457	2.122.201
Muebles y útiles.	904.612	852.877
Vehículos de motor.	1.887.604	1.835.012
Total	79.433.992	77.658.645

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento año 2016		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		17.756.313	1.672.509	678.852	138.438.427	1.656	780.926	324.363	159.653.046
Cambios	Adiciones.	18.499.325	0	0	345.709	0	65.572	0	18.910.606
	Gasto por depreciación y retiros.			(14.943)	(7.668.023)	(477)	(191.581)	(61.821)	(7.936.845)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor		355.923	(179.757)	17.244.052	0	0	0	17.420.218
	Sub total reconocido en patrimonio neto		355.923	(179.757)	17.244.052	0	0	0	17.420.218
	Otros incrementos (decrementos).	(7.058.248)	0	0	7.058.248	0	0	0	0
Total cambios	11.441.077	355.923	(194.700)	16.979.986	(477)	(126.009)	(61.821)	28.393.979	
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		29.197.390	2.028.432	484.152	155.418.413	1.179	654.917	262.542	188.047.025

Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, 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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	27	27
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	907.203	1.037.375
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	18.499.325	13.122.933

14.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 respectivamente, 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 2016 se revaluaron los bienes y propiedades de la Sociedad. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto, registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2016 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 17.420.218, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016 asciende al valor de M\$ 69.641.642.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Terrenos.	287.055	287.055
Edificios.	744.915	762.505
Planta y equipos.	87.257.385	83.485.323
Total	88.289.355	84.534.883

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	56.254.905	60.165.158
Ajustes de revaluación.	17.420.218	0
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(252.364)	(389.475)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(3.781.117)	(3.520.778)
Movimiento del ejercicio	13.386.737	(3.910.253)
Total	69.641.642	56.254.905

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2016			31-12-2015		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	2.028.432	570.348	1.458.084	1.672.509	287.055	1.385.454
Edificios.	484.152	461.622	22.530	778.852	762.503	16.349
Planta y equipos.	155.418.413	87.257.385	68.161.028	138.338.427	83.485.325	54.853.102
Total	157.930.997	88.289.355	69.641.642	140.789.788	84.534.883	56.254.905

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcción en curso.	29.197.390	17.756.313
Equipamiento de tecnologías de la información.	1.179	1.656
Instalaciones fijas y accesorios.	654.917	780.926
Vehículos de motor.	262.542	324.363
Total	30.116.028	18.863.258

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 consolidados al 31 de diciembre de 2016, fluctuaron entre un 8,5% y un 11,5% para Chile.

Como resultado de estas pruebas Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida, no existiendo indicios de deterioro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

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 2016 y 2015 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 31-12-2016	
	Activos financieros	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(3.601.010)	(3.601.010)

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	(608.743)	(608.743)

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

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 31-12-2016	
	Eléctrico	Total
	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(3.601.010)	(3.601.010)

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	(608.743)	(608.743)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2016		31-12-2015	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	99.060.734	99.060.734	99.060.734	99.060.734
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	23.017.735	23.017.735	23.017.735	23.017.735

16.- **IMPUESTOS DIFERIDOS.**

16.1.- **Activos por impuestos diferidos.**

Activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a intangibles.	0	306.200
Relativos a ingresos anticipados	45.123	637.831
Relativos a provisiones.	288.712	192.831
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	1.739.485	1.437.427
Relativos a pérdidas fiscales.	10.325.833	15.849.615
Relativos a cuentas por cobrar.	6.860.836	1.826.678
Relativos a los inventarios.	69.969	54.369
Total	19.329.958	20.304.951

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 filial y matriz. 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	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	5.398.091	3.509.539
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	18.695.837	15.081.418
Relativos a intangibles.	124.399	0
Relativos a otros.	170.697	140.828
Total	24.389.024	18.731.785

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 2016 y 2015:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	20.304.951	21.074.058
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(974.993)	(769.107)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(974.993)	(769.107)
Total	19.329.958	20.304.951

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	18.731.785	23.515.842
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	5.657.239	(4.784.057)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	5.657.239	(4.784.057)
Total	24.389.024	18.731.785

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	31-12-2016			31-12-2015		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	19.329.958	(19.329.958)	0	20.304.951	(17.172.804)	3.132.147
Pasivos por impuestos diferidos.	(24.389.024)	19.329.958	(5.059.066)	(18.731.785)	17.172.804	(1.558.981)
Total	(5.059.066)	0	(5.059.066)	1.573.166	0	1.573.166

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2016		31-12-2015	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	1.097.118	86.477.203	6.001.915	81.429.304
Total préstamos bancarios			1.097.118	86.477.203	6.001.915	81.429.304
Total			1.097.118	86.477.203	6.001.915	81.429.304

CL \$: Pesos chilenos.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes					
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2016	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	31-12-2016
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,22%	4,22%	Sin Garantía	0	0	235.722	0	235.722	17.187.184	0	0	0	17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía	0	0	62.123	0	62.123	5.592.492	0	0	0	5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Bci	CL \$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía	0	0	0	180.806	180.806	0	0	24.922.511	0	24.922.511
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía	0	0	0	74.750	74.750	0	0	9.969.021	0	9.969.021
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía	0	0	0	20.000	20.000	0	5.000.000	0	0	5.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin garantía	0	306.780	0	0	306.780	6.338.203	0	0	0	6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,13%	5,13%	Sin garantía	0	120.304	0	0	120.304	2.505.154	0	0	0	2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	4,66%	4,46%	Sin garantía	0	0	0	96.633	96.633	14.962.638	0	0	0	14.962.638
Totales								0	427.084	297.845	372.189	1.097.118	46.585.671	5.000.000	34.891.532	0	86.477.203

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	31-12-2015
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,11%	5,11%	Sin Garantía	0	0	0	5.024.131	5.024.131	0	0	0	0	0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,17%	4,17%	Sin Garantía	0	0	228.947	0	228.947	0	17.187.184	0	0	17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	4,41%	4,41%	Sin Garantía	0	0	63.712	0	63.712	0	5.592.492	0	0	5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco BCI	CL \$	Al vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía	0	0	0	180.806	180.806	0	0	0	24.902.518	24.902.518
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Estado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía	0	0	0	74.750	74.750	0	0	0	9.961.007	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	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	2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	5,01%	5,01%	Sin Garantía	0	0	0	108.550	108.550	0	14.942.746	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	81.429.304

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	20.729.511	23.144.141	0	0
Retenciones.	1.453.679	1.988.346	0	0
Dividendos por pagar.	53.175	50.862	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (18.1)	1.250.981	961.856	0	0
Proveedores no energéticos.	12.331.717	6.035.220	0	0
Acreedores varios.	155.928	61.591	894.950	307.759
Otros.	68.840	54.814	0	0
Total	36.043.831	32.296.830	894.950	307.759

(*) Ver Nota N° 4.4.

El principal proveedor de la sociedad es Endesa Chile S.A., representando el 47% del saldo de las cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2016.

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Vacaciones del personal.	590.036	475.970	0	0
Bonificaciones de feriados	82.869	71.424	0	0
Participación sobre resultados.	578.076	414.462	0	0
Total	1.250.981	961.856	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	31.417.749	3.293.724	34.711.473
Entre 31 y 60 días	0	679.555	679.555
Entre 61 y 90 días	0	602.014	602.014
Entre 91 y 120 días	0	2.270	2.270
Entre 121 y 365 días	0	48.519	48.519
Más de 365 días	0	894.950	894.950
Total	31.417.749	5.521.032	36.938.781

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	27.234.912	4.150.421	31.385.333
Entre 31 y 60 días	0	547.435	547.435
Entre 61 y 90 días	0	1.665	1.665
Entre 91 y 120 días	0	307.831	307.831
Entre 121 y 365 días	0	54.566	54.566
Más de 365 días	0	307.759	307.759
Total	27.234.912	5.369.677	32.604.589

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	1.682.657	399.795	0	0
Participación en utilidades y bonos.	415.903	374.179	0	0
Otras provisiones.	405.481	7.014	1.132.204	803.461
Total	2.504.041	780.988	1.132.204	803.461

19.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 29).

19.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

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

19.1.3.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones provenientes de situaciones contingentes y/o legales. Los montos constituidos cubren adecuadamente los riesgos existentes.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2016 M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	399.795	374.179	810.475	1.584.449
Provisiones adicionales.	97.363	0	0	97.363
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.431.529	867.574	891.634	3.190.737
Provisión utilizada.	(118.892)	(781.428)	(51.087)	(951.407)
Reversión de provisión no utilizada.	(127.138)	(44.422)	(113.337)	(284.897)
Total cambio en provisiones	1.282.862	41.724	727.210	2.051.796
Saldo al 31 de diciembre de 2016	1.682.657	415.903	1.537.685	3.636.245

Saldos al 31 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	350.062	497.213	1.671.761
Provisiones adicionales.	342.409	86.227	589.333	1.017.969
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	32.788	205.277	749	238.814
Provisión utilizada.	(379.931)	(267.387)	0	(647.318)
Reversión de provisión no utilizada.	(419.957)	0	(276.820)	(696.777)
Total cambio en provisiones	(424.691)	24.117	313.262	(87.312)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	399.795	374.179	810.475	1.584.449

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	0	5.334.251	4.827.581
Provisión premio de antigüedad.	0	0	632.946	418.380
Total	0	0	5.967.197	5.245.961

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	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	4.827.581	4.901.908	418.380	690.631
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	298.900	557.864	107.893	(27.575)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	265.246	78.960	31.834	11.741
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	307.269	(67.975)	149.856	(128.137)
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	3.117	0	0	0
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	(367.862)	0	(75.017)	0
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	0	(643.176)	0	(128.280)
Total cambios en provisiones	506.670	(74.327)	214.566	(272.251)
Total	5.334.251	4.827.581	632.946	418.380

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	5.334.251	4.827.581	632.946	418.380
Total	5.334.251	4.827.581	632.946	418.380

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
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	298.900	557.864	107.893	(27.575)	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	265.246	78.960	31.834	11.741	Costos Financieros.
Total	564.146	636.824	139.727	(15.834)	

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	631.665	(539.325)

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos. (*)	195.205	2.462.786	0	0
Garantías recibidas en efectivo.	719.340	654.217	0	0
Total	914.545	3.117.003	0	0

21.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	195.205	2.457.531	0	0
Otros ingresos diferidos.	0	5.255	0	0
Total	195.205	2.462.786	0	0

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

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	2.462.786	2.552.702
Adiciones.	6.517.719	12.548.890
Imputación a resultados.	(9.023.018)	(12.351.982)
Ganancia (pérdida) otros.	237.718	(286.824)
Total	195.205	2.462.786

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 por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	18.980.361	5.155.519
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(15.000.441)	(1.283.330)
Total	3.979.920	3.872.189

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

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	17.674.404	8.605.370
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	195.205	2.457.531
Facturaciones por avances de obras	17.674.404	8.605.370

21.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	837.920	455.739	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, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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.

22.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 165.242.348.

22.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2016 el capital de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., está representado por 191.692.962, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

22.4.- Dividendos.

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.

En Junta Ordinaria de Accionistas N°71 celebrada el 11 de abril de 2016, se aprobó el pago del dividendo definitivo N°93 de \$26,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, el cual se pagó con fecha 27 de abril de 2016, por un total de M\$4.984.017.-

En Sesión Ordinaria de Accionistas N°856 celebrada el 24 de octubre de 2016, se aprobó el pago del dividendo provisorio N°94 de \$14,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 24 de noviembre de 2016, por un total de M\$2.683.701.-

Con fecha 31 de diciembre de 2016, de acuerdo, a la política de dividendos de la Sociedad, se provisiono el 30% de los resultados del ejercicio, registrando una obligación por M\$207.810.-

22.5.- Reservas.

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

22.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Al 31 de diciembre de 2016 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$50.364.207, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del período neta de impuestos diferidos por valor de M\$2.936.523.

22.5.2.- Otras reservas.

En este rubro se incluyen otras reservas que se reconocen de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios de control conjunto.

22.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

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

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Aplicación NIC 19 r	(516.929)	(516.929)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	10.864.005	4.740.546
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	13.033.716	10.097.193
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	3.863.931	3.863.931
Dividendos mínimos de acuerdo a política	(207.810)	(245.986)
Dividendos provisorios	(2.683.701)	(4.408.938)
Resultado del período o ejercicio	9.529.288	15.516.415
Total	33.882.500	29.046.232

22.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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
			31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016		31-12-2015	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	257.916	6.352	253.586	33.096
Total					257.916	6.352	253.586	33.096

22.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2016	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			9.529.288			6.352			9.535.640
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	17.419.304	(4.703.212)	12.716.092	914	(247)	667	17.420.218	(4.703.459)	12.716.759
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.			0			0	0	0	0
Total movimientos del período o ejercicio	17.419.304	(4.703.212)	12.716.092	914	(247)	667	17.420.218	(4.703.459)	12.716.759
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(456.081)	123.142	(332.939)	(1.044)	282	(762)	(457.125)	123.424	(333.701)
Total movimientos del período o ejercicio	(456.081)	123.142	(332.939)	(1.044)	282	(762)	(457.125)	123.424	(333.701)
Total resultado integral			21.912.441			6.257			21.918.698

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									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	181.452	(38.577)	142.875	229	(62)	167	181.681	(38.639)	143.042
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.			0			0	0	0	0
Total movimientos del período 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

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ventas	221.786.893	231.408.856
Venta de energía.	221.783.719	231.393.015
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	3.174	15.841
Prestaciones de servicios	34.771.921	27.426.237
Recargos regulados, peajes y transmisión.	6.497.795	6.037.207
Arriendo de equipos de medida.	1.839.585	1.721.672
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	43.077	20.734
Apoyos en postación.	231.060	223.243
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	26.160.404	19.423.381
Total	256.558.814	258.835.093

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

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	80.053	39.437
Otros ingresos de operación.	18.548	170.488
Total	98.601	209.925

24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 que se adjunta, se descomponen como se indica en 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Costo de venta.	212.176.689	222.704.074
Costo de administración.	30.770.709	20.289.785
Total	242.947.398	242.993.859

24.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Compra de energía.	182.203.322	188.730.014
Gastos de personal.	13.841.719	10.604.205
Gastos de operación y mantenimiento.	19.086.796	22.314.669
Gastos de administración.	19.880.159	14.218.232
Depreciación.	7.029.642	6.754.089
Amortización.	72	72
Otros gastos varios de operación.	905.688	372.578
Total	242.947.398	242.993.859

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	12.020.859	8.836.904
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.104.893	1.056.593
Beneficios por terminación.	715.967	710.708
Total	13.841.719	10.604.205

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Depreciación y retiros		
Costo de ventas.	6.826.495	6.578.042
Gasto de administración.	203.147	176.047
Otras ganancias (pérdidas).	907.203	1.037.376
Total depreciación	7.936.845	7.791.465
Amortización		
Costo de ventas.	0	0
Gasto de administración.	72	72
Total amortización	72	72
Total	7.936.917	7.791.537

24.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(907.203)	(1.037.376)
Venta de chatarra.	88.238	15.629
Venta de propiedades, planta y equipo.	51.625	33.022
Venta acciones.	911	0
Juicios o arbitrajes.	(1.339.224)	(90.752)
Remuneraciones del directorio.	0	(5.886)
Otras (pérdidas) ganancias.	1.839.665	638.587
Aportes de terceros para financiar obras propias	2.696.398	1.073.727
Total	2.430.410	626.951

25.- RESULTADO FINANCIERO.

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

Resultado financiero	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	149.717	423.799
Otros ingresos financieros.	788.777	1.511.571
Total ingresos financieros	938.494	1.935.370
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(4.572.655)	(1.702.226)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	0	(2.379.318)
Otros gastos.	(656.085)	(1.504.685)
Total costos financieros	(5.228.740)	(5.586.229)
Total diferencias de cambio (*)	0	0
Total resultados por unidades de reajuste (**)	94.725	(1.515.854)
Total	(4.195.521)	(5.166.713)

25.1.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	8.485	84.204
Activos por impuestos.	62.263	74.720
Total unidades de reajuste por activos	70.748	158.924
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	0	(1.669.130)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(9.223)	(1.299)
Pasivos por impuestos.	34.874	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.565)	(1.832)
Otros pasivos no financieros.	(109)	(2.517)
Total unidades de reajuste por pasivos	23.977	(1.674.778)
Total unidades de reajuste neto	94.725	(1.515.854)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

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

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

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

Durante los períodos terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se originó un cargo y abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$2.409.266 y M\$4.038.114, respectivamente.

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(357.068)	(29.787)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(357.068)	(29.787)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(2.052.198)	4.067.901
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(2.052.198)	4.067.901
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(2.409.266)	4.038.114

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 2016 y 2015.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	11.944.906		11.511.397	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(2.866.777)	24,0%	(2.590.064)	22,5%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	625.938	-5,2%	6.825.511	-59,3%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(168.427)	1,4%	(197.333)	1,7%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	457.511	-3,8%	6.628.178	-57,6%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(2.409.266)	20,2%	4.038.114	-35,1%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2016 31-12-2016			01-01-2015 31-12-2015		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	17.420.218	(4.703.459)	12.716.759	0	0	0
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(457.125)	123.424	(333.701)	181.681	(38.639)	143.042
Total		(4.580.035)			(38.639)	

27.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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	01-01-2016 31-12-2016	01-01-2015 31-12-2015
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.529.288	15.516.415
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	49,71	80,85
Cantidad de acciones	191.692.962	191.908.147

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 periodo terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

28.2.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	256.558.814	258.835.093
Costo de ventas	(212.176.689)	(222.704.074)
Ganancia bruta	44.382.125	36.131.019
Otros ingresos, por función.	98.601	209.925
Gasto de administración.	(30.770.709)	(20.289.785)
Otras ganancias (pérdidas).	2.430.410	626.951
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	16.140.427	16.678.110
Ingresos financieros.	938.494	1.935.370
Costos financieros.	(5.228.740)	(5.586.229)
Resultados por unidades de reajuste.	94.725	(1.515.854)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	11.944.906	11.511.397
Gasto por impuestos a las ganancias.	(2.409.266)	4.038.114
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	9.535.640	15.549.511
Ganancia (pérdida)	9.535.640	15.549.511
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.529.288	15.516.415
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	6.352	33.096
Ganancia (pérdida)	9.535.640	15.549.511
Depreciación	7.029.642	6.754.089
Amortización	72	72
EBITDA	20.739.731	22.805.320

28.3.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	256.558.814

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01-01-2016 31-12-2016 M\$	01-01-2015 31-12-2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	17.991.639	11.995.362
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(22.522.254)	(13.277.131)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	3.713.956	(208.432)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(816.659)	(1.490.201)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(816.659)	(1.490.201)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	1.706.328	3.196.529
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	889.669	1.706.328

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 N°: 7156 - 2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.

29.1.2- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios Topográficos y CONAFE".

Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol N°: 898 - 2014
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Con fecha 7 de septiembre de 2016, se citó a las partes a oír sentencia.

29.1.3.- Nombre del Juicio: "Fernández con CONAFE".

Fecha inicio: 24 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de La Serena.
Rol N°: 9396 - 2014
Materia: Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Con fecha 30 de junio de 2016, se acogió parcialmente la demanda, condenando por la cantidad de \$10.000.000. Con fecha 28 de julio del 2016, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de la Serena. Con fecha 12 de diciembre de 2016, dicho tribunal disminuyó la indemnización referida a M\$7.000. Se encuentra pendiente el cumplimiento de la sentencia.

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

Fecha inicio: 20 de julio de 2016.
Tribunal: 1er Juzgado de Letras de La Serena.
Rol N°: 2403 - 2016
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2012 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 852.009.
Estado: Etapa de discusión.

29.1.5- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de agosto de 2016.
Tribunal: 1er Juzgado de Letras de La Serena.
Rol N°: 2.404 - 2016
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2013 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 192.020.
Estado: Etapa de discusión.

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 N°: 4281-2011
Materia: Demanda civil indemnización de perjuicios por suspensión de suministros.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Etapa de pruebas finalizada, con diligencias pendientes.

EMELAT como demandante.

29.1.7.- Nombre del juicio: "EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN".
Fecha de inicio: 29 de enero de 2015.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N°: C-1034-2016.
Materia: Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
Cuantía: M\$ 967.433.
Estado: Etapa de discusión.

29.2.- Juicios arbitrales

29.2.1.- Nombre del juicio: "Aes Gener con Emelat"
Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol N°: 2148 - 2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 3.315.137.
Estado: Con fecha 18 de julio de 2016, el tribunal condenó a Emelat a pagar la suma de \$3.315.137.380 más iva. Con fecha 29 de julio de 2016, Emelat presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

29.3.- Sanciones administrativas

CONAFE

- 29.3.1.- Mediante Resolución Exenta N° 11.752, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 06 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.291 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores respecto del período diciembre 2013 a noviembre 2014. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 13 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 29.3.2.- Mediante Resolución Exenta N° 11.626 , de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2016, 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 por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores relativo al período diciembre 2012 a noviembre 2013. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 15 de enero de 2016, se impuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 29 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad, el que se encuentra en tramitación.
- 29.3.3.- Mediante Resolución Exenta N° 12.778, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 19.210 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la IV Región de Coquimbo. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 17.289 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 29.3.4.- Mediante Resolución Exenta N° 12.780, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.495 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la V Región de Valparaíso. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 8.545 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

EMELAT

29.3.5.- Mediante Resolución Exenta N° 11.631, de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 7 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.120 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro de algunos alimentadores en el periodo diciembre 2012 a noviembre 2013. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad antes la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

29.3.6.- Mediante Resolución Exenta N° 11.755, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 8 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.190 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro de algunos alimentadores en el periodo diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 15 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

30.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

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

Subsidiaria / área	31-12-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	0	2	7	9	9
Gerencia Zonal IV	0	10	17	27	29
Gerencia Zonal V	0	3	14	17	18
GZIV- Elqui	0	16	57	73	76
GZV- Illapel	0	37	116	153	138
GZV- La Ligua	0	6	16	22	23
GZV- Viña del Mar	0	8	26	34	34
GZV- Ovalle	0	6	25	31	30
Emel Atacama S.A.	0	33	125	158	190
Total	0	121	403	524	547

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

31.- MEDIO AMBIENTE.

Conafe y su subsidiaria Empresa Eléctrica Atacama S. A. 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 2016, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General