

Estados Financieros Consolidados Intermedios

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

Santiago, Chile

30 de junio de 2018 y 2017



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS**

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
30 de junio de 2018 y 2017

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Compañía General de Electricidad S.A.

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2018; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esas fechas, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "*Información Financiera Intermedia*" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

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

Conclusión

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "*Información Financiera Intermedia*" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).



Building a better
working world

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2017

Con fecha 31 de enero de 2018, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Oscar Gálvez R.

Santiago, 24 de julio de 2018

EY Audit SpA

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

M\$	Miles de pesos chilenos.
CL \$	Pesos chilenos.
US \$	Dólares estadounidenses.
EUR \$	Euros.

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y SUBSIDIARIAS.**

30 de junio de 2018 y 2017

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	3.072.746	7.218.172
Otros activos financieros.	7	1.589.520	
Otros activos no financieros.	12	6.890.224	2.122.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	430.380.380	443.900.478
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	12.840.703	3.735.759
Inventarios.	10	27.845.122	30.088.499
Activos por impuestos.	11	24.015.060	38.804.710
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		506.633.755	525.870.184
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	37	653.435	653.435
Total activos corrientes		507.287.190	526.523.619
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	175.001	175.001
Otros activos no financieros.	12	40.090	40.090
Cuentas por cobrar.	8	20.287.390	17.734.894
Inventario.	10	1.013.039	1.146.081
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	11.202.925	15.867.237
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	903.109.808	881.259.105
Plusvalía.	15	218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.824.612.784	1.784.444.704
Propiedad de inversión.	16	9.729.195	9.729.195
Activos por impuestos diferidos.	19	7.331.692	8.619.947
Total activos no corrientes		2.995.569.157	2.937.083.487
TOTAL ACTIVOS		3.502.856.347	3.463.607.106

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	194.913.152	310.704.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	294.673.095	291.485.659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	49.344.404	47.889.246
Otras provisiones.	22	19.344.761	22.052.974
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	11.345	16.569
Otros pasivos no financieros.	24	11.603.138	7.390.952
Total pasivos corrientes		569.889.895	679.539.531
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	941.944.365	825.620.657
Cuentas por pagar.	21	313.155	202.044
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	44.975.909	45.217.350
Otras provisiones.	22	919.084	1.027.092
Pasivo por impuestos diferidos.	19	115.135.312	144.514.298
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	31.618.652	32.647.366
Otros pasivos no financieros.	24	15.552.773	15.515.147
Total pasivos no corrientes		1.150.459.250	1.064.743.954
TOTAL PASIVOS		1.720.349.145	1.744.283.485
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	1.542.616.521	1.525.052.051
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	304.471.466	250.637.745
Acciones propias en cartera.	25	(2.644.593)	(4.950.658)
Otras reservas.	25	(101.512.341)	(111.416.595)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.742.931.053	1.659.322.543
Participaciones no controladoras.	25	39.576.149	60.001.078
Total patrimonio		1.782.507.202	1.719.323.621
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.502.856.347	3.463.607.106

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	al	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	822.591.410	869.398.241	409.436.642	434.928.842
Costo de ventas	27	(693.997.992)	(719.791.736)	(342.047.744)	(359.765.744)
Ganancia bruta		128.593.418	149.606.505	67.388.898	75.163.098
Otros ingresos, por función.	26	263.241	465.242	102.186	255.147
Gasto de administración.	27	(60.948.099)	(67.268.420)	(28.452.389)	(33.588.973)
Otros gastos, por función.	27	(4.139.680)	(4.239.215)	(1.750.516)	(2.105.593)
Otras ganancias (pérdidas).	27	(1.624.059)	(2.450.055)	2.655.271	(2.248.086)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		62.144.821	76.114.057	39.943.450	37.475.593
Ingresos financieros.	28	4.301.073	4.333.928	3.127.091	3.255.239
Costos financieros.	28	(32.384.462)	(30.051.708)	(18.032.970)	(16.204.544)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	5.766.679	7.472.440	1.830.405	4.881.373
Diferencias de cambio.	28	(1.005.134)	(185.269)	(811.273)	(48.205)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(3.656.706)	(5.326.867)	(904.598)	(3.309.742)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		35.166.271	52.356.581	25.152.105	26.049.714
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	27.762.954	(6.564.525)	27.748.417	(3.868.150)
Ganancia (pérdida)		62.929.225	45.792.056	52.900.522	22.181.564
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		62.282.295	43.641.631	52.879.301	21.092.891
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25	646.930	2.150.425	21.221	1.088.673
Ganancia (pérdida)		62.929.225	45.792.056	52.900.522	22.181.564

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	al	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		62.929.225	45.792.056	52.900.522	22.181.564
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.9	621.224	(2.229.025)	537.886	(23.443)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		621.224	(2.229.025)	537.886	(23.443)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	25.9	10.260.202	(1.944.272)	14.183.607	(1.358.769)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		10.260.202	(1.944.272)	14.183.607	(1.358.769)
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9	57.641		433.804	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		57.641	0	433.804	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		10.939.067	(4.173.297)	15.155.297	(1.382.212)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	25.9	(167.730)	601.837	(145.229)	6.329
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(167.730)	601.837	(145.229)	6.329
Otro resultado integral		10.771.337	(3.571.460)	15.010.068	(1.375.883)
Total resultado integral		73.700.562	42.220.596	67.910.590	20.805.681
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		73.019.610	40.649.166	67.650.752	20.105.889
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		680.952	1.571.430	259.838	699.792
Total resultado integral		73.700.562	42.220.596	67.910.590	20.805.681

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (no auditados)
 (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		
			Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo 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 2018	1.525.052.051	(4.950.658)	(29.862.391)	0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	250.637.745	1.659.322.543	60.001.078	1.719.323.621
Ajustes de períodos anteriores											
Primera adopción NIIF 9 (Nota 25.6)							0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	(6.488.993)	(6.488.993)	(28.602)	(6.517.595)
Patrimonio reexpresado	1.525.052.051	(4.950.658)	(29.862.391)	0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	244.148.752	1.652.833.550	59.972.476	1.712.806.026
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								62.282.295	62.282.295	646.930	62.929.225
Otro resultado integral			10.045.678	57.641	693.927	(59.931)	10.737.315		10.737.315	34.022	10.771.337
Total resultado integral	0	0	10.045.678	57.641	693.927	(59.931)	10.737.315	62.282.295	73.019.610	680.952	73.700.562
Dividendos.							0	(1.959.581)	(1.959.581)		(1.959.581)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	21.361.643						(833.061)		20.528.582	(21.077.279)	(548.697)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(3.797.173)	2.306.065					0		(1.491.108)		(1.491.108)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	17.564.470	2.306.065	10.045.678	57.641	693.927	(892.992)	9.904.254	60.322.714	90.097.503	(20.396.327)	69.701.176
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2018	1.542.616.521	(2.644.593)	(19.816.713)	57.641	663.962	(82.417.231)	(101.512.341)	304.471.466	1.742.931.053	39.576.149	1.782.507.202

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (no auditados)
 (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		
			Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo 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 2017	1.519.239.989	(4.513.177)	(20.933.761)	(188.010)	(133.788)	(83.338.399)	(104.593.958)	125.677.878	1.535.810.732	71.855.503	1.607.666.235
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)								43.641.631	43.641.631	2.150.425	45.792.056
Otro resultado integral			(2.032.836)		(959.629)		(2.992.465)		(2.992.465)	(578.995)	(3.571.460)
Total resultado integral	0	0	(2.032.836)	0	(959.629)	0	(2.992.465)	43.641.631	40.649.166	1.571.430	42.220.596
Dividendos.							0	(394.595)	(394.595)		(394.595)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	4.495.696						0		4.495.696		4.495.696
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.					(230.129)	1.985.880	1.755.751		1.755.751	(7.408.425)	(5.652.674)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.		(3.776.873)					0		(3.776.873)		(3.776.873)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	4.495.696	(3.776.873)	(2.032.836)	0	(1.189.758)	1.985.880	(1.236.714)	43.247.036	42.729.145	(5.836.995)	36.892.150
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2017	1.523.735.685	(8.290.050)	(22.966.597)	(188.010)	(1.323.546)	(81.352.519)	(105.830.672)	168.924.914	1.578.539.877	66.018.508	1.644.558.385

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 (no auditados)
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2018	01-01-2017
	al	30-06-2018	30-06-2017
	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.		991.619.985	1.071.665.649
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		129.038	953.392
Otros cobros por actividades de operación.		40.541.802	16.096.429
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(828.933.678)	(950.752.003)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(41.916.456)	(48.637.063)
Otros pagos por actividades de operación.		(13.857.313)	(20.940.229)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		2.847.906	6.863.472
Intereses recibidos.		2.341.225	3.641.641
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		8.445.659	(3.394.205)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		3.193.673	(1.099.510)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		164.411.841	74.397.573
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			11.500.892
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		477.511	7.000
Compras de propiedades, planta y equipo.		(88.075.498)	(93.451.703)
Compras de activos intangibles.		(7.059.065)	(6.273.480)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			88.414
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(94.657.052)	(88.128.877)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		771.015.534	154.846.354
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		133.398.699	78.137.123
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		637.616.835	76.709.231
Pagos de préstamos.		(763.546.151)	(148.873.357)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.554.784)	(20.506.032)
Dividendos pagados.		(37.869.767)	(30.834.487)
Intereses pagados.		(25.964.832)	(31.713.351)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(3.814.926)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(72.920.000)	(80.895.799)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(3.165.211)	(94.627.103)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(980.215)	(104.087)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(4.145.426)	(94.731.190)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	7.218.172	108.950.026
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		3.072.746	14.218.836

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2018 y 2017.

1.-	INFORMACION GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	13
2.1.-	Sector electricidad.	13
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	20
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	20
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	21
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2018, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	22
3.4.-	Bases de consolidación.	25
3.5.-	Entidades subsidiarias.	28
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	31
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	32
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	32
3.9.-	Propiedades de inversión.	33
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	34
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	34
3.12.-	Costos por intereses.	36
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	36
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	36
3.15.-	Activos financieros.	36
3.16.-	Inventarios.	40
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	40
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	40
3.19.-	Capital social.	40
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	40
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	41
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	41
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	41
3.24.-	Provisiones.	43
3.25.-	Subvenciones estatales.	43
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	44
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	44
3.28.-	Arrendamientos.	45
3.29.-	Distribución de dividendos.	46
3.30.-	Costo de ventas.	46
3.31.-	Estado de flujos de efectivo	46
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	47
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	47
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	47
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	47
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).	48
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	49
5.1.-	Riesgo financiero.	49

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	53
6.1.- Composición del rubro	53
6.2.- Detalles flujos de efectivo	54
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	54
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	54
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	55
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	55
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	57
8.1.- Composición del rubro.	57
8.2.- Estratificación de la cartera.	60
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	61
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	63
8.5.- Provisión y castigos.	64
8.6.- Número y monto de operaciones.	64
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	65
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	66
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	69
10.- INVENTARIOS.	70
10.1.- Información adicional de inventarios.	70
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	71
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	71
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	72
13.1.- Composición del rubro.	72
13.2.- Sociedades con control conjunto.	73
13.3.- Inversiones en subsidiarias.	76
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	78
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	78
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	80
15.- PLUSVALIA.	81
16.- PROPIEDADES DE INVERSION.	82
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	82
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	82
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	82
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	83
17.1.- Vidas útiles.	83
17.2.- Detalle de los rubros.	83
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	86
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	87
17.5.- Costo por intereses.	87
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	87
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	87
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	88
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	89
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	89
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	89
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	90

19.4.- Compensación de partidas.	91
20.- PASIVOS FINANCIEROS.	92
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	92
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	93
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	95
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	96
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	96
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	97
22.- OTRAS PROVISIONES.	98
22.1.- Provisiones – saldos.	98
22.2.- Movimiento de las provisiones.	98
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	99
23.1.- Detalle del rubro.	99
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	99
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	100
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	100
23.5.- Hipótesis actuariales	100
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	101
24.1.- Ingresos diferidos.	101
25.- PATRIMONIO NETO.	101
25.1.- Gestión de capital.	101
25.2.- Capital suscrito y pagado.	102
25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	104
25.4.- Dividendos.	104
25.5.- Reservas.	104
25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	105
25.7.- Participaciones no controladoras.	106
25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	107
25.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	107
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	108
26.1.- Ingresos ordinarios.	108
26.2.- Otros ingresos, por función.	108
27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	108
27.1.- Gastos por naturaleza.	109
27.2.- Gastos de personal.	109
27.3.- Depreciación y amortización.	109
27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	110
28.- RESULTADO FINANCIERO.	110
28.1.- Composición diferencias de cambio.	111
28.2.- Composición unidades de reajuste.	111
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	111
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	112
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	112
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	113
29.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	113
30.- GANANCIAS POR ACCION.	113
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	114

31.1.- Criterios de segmentación.	114
31.2.- Cuadros patrimoniales.	115
31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	117
31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	119
31.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	120
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	121
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	121
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	122
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	123
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	124
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	124
33.2.- Juicios arbitrales	134
33.3.- Sanciones administrativas:	135
33.4.- Sanciones.	142
33.5.- Restricciones.	143
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	145
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	145
36.- MEDIO AMBIENTE.	146
37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	152
37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	152
38.- HECHOS POSTERIORES.	152

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2018 y 2017.

1.- INFORMACION GENERAL.

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (Ex Gas Natural Fenosa Chile S.A.), Rut 76.411.321-7, es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile) bajo el N° 1.141.

Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) se constituyó con fecha 23 de septiembre de 2014. Con fecha 14 de noviembre de 2014, la Sociedad declaró exitosa una OPA por el 96,5% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (GNF Chile) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en GNF Chile, la relación de canje de los accionistas minoritarios, un aumento de capital mediante la emisión de 51.980.679 acciones, modificación del nombre de la Sociedad por el de “Compañía General de Electricidad”, reducción del número de directores, quórum para su funcionamiento y remuneración entre otras materias.

Con fecha 6 de julio de 2016, el accionista denominado Grupo Pérez Cruz inició una Oferta Pública por las acciones de Gasco S.A., la cual declaró exitosa con fecha 8 de agosto de 2016. Producto de lo anterior, las acciones de Gasco S.A. de propiedad de Compañía General de Electricidad S.A. fueron vendidas al oferente. Con la misma fecha Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) inició una Oferta Pública por la totalidad de las acciones que no controlaba de Gas Natural Chile S.A. Estas dos transacciones reafirman la presencia de la Sociedad en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica y en el negocio de gas natural, dejando de participar en el negocio del gas licuado de propano.

Con fecha 14 de octubre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica, razón social, rol único tributario y número de acciones emitidas y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Se acuerda en dicha Junta además entre otras materias que la División social tenga efectos financiero-contables a partir del 1 de septiembre de 2016. A partir de lo dispuesto por la Junta Extraordinaria de accionistas Compañía General de Electricidad S.A. se concentra en los negocios del sector eléctrico, (distribución, transmisión y generación de energía eléctrica) y la escindida CGE Gas Natural S.A. en el negocio del gas natural.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con su subsidiaria Transnet S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de la Sociedad absorbida, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones,

permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica, Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. En consecuencia, la Sociedad adquirirá todos los activos, derechos, autorizaciones, permisos, obligaciones y pasivos de las sociedades absorbidas, de conformidad a lo establecido en el Art. 99 de la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

Producto de las reorganizaciones sociales antes citadas Compañía General de Electricidad S.A. hoy es un holding de empresas que posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica.

Compañía General de Electricidad S.A. es integrante del grupo NATURGY ENERGY GROUP (EX GAS NATURAL FENOSA), cuya sociedad matriz es NATURGY ENERGY GROUP S.A. El accionista propietario del 95,78% 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 NATURGY ENERGY GROUP S.A. Asimismo, el controlador final de NATURGY ENERGY GROUP S.A. es Criteria Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa”, CVC Capital Partners (a través de Rioja Bidco Shareholdings) y Global Infrastructure Management (a través de su sociedad GIP III Canary 1), quienes en conjunto controlan un 64,4% de NATURGY ENERGY GROUP S.A.

Al 30 de junio de 2018, grupo “la Caixa” poseía el 24,4% de participación en el capital social de NATURGY ENERGY GROUP S.A, CVC Capital Partners 20% y Global Infrastructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2018 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 24 de julio de 2018, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile directamente y por medio de su subsidiaria EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.893.050 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en

la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 6.377 GWh al 30 de junio de 2018.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación 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, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

En lo relativo al segmento de distribución, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

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

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

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee el Grupo CGE en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es 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 ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país, cuyas solvencias han sido clasificadas, por reconocidas empresas del mercado, en categorías de bajo nivel de riesgo.

- i) CGE: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, esta compañía cuenta con contratos para abastecer el total del suministro de sus clientes regulados, en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2017, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Producto de los mencionados procesos, CGE mantiene contratos con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener 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, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, WPD Santa Fe SpA, Energía Renovable Verano Tres Spa, Cox Energía SpA, Atacama Energy Holdings SpA y Atacama Solar S.A.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de abastecer requerimientos de nuevos clientes libres, como también renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia se encuentra próxima a su fin.

- ii) EDELMAG: Por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de 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 Turismo, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327 - 1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

i) 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:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución y a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas y con el objeto de dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II. El precio de nudo contiene los precios aplicables al uso de los sistemas de transmisión zonal;
- Cargos por el uso de los Sistemas de transmisión
- Cargo por Servicio Público; y
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

Tanto el precio de nudo como los Cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el Cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales por lo que, en consecuencia, la retribución de la empresa distribuidora corresponden al VAD.

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.

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

El Valor Agregado de Distribución remunerada:

- 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, mantenimiento 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, la Comisión Nacional de Energía y las 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 las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía Fomento y Turismo. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del CPI americano y del dólar, reflejando las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad.

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

El 24 de agosto de 2017 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para el cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, con vigencia desde el 4 de noviembre del 2016.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.

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 no consistentes en suministros de energía. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, 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 así como los servicios no consistentes en suministro de energía.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la 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. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancia, es sometido al dictamen del Panel de Expertos.

El 14 de marzo de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 8T del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, actualmente vigentes. A esta fecha se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios asociados al suministro correspondiente al cuatrienio 2016-2020.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGIA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSEDSA abastece a 971.360 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 2.545 GWh acumulados al 30 de junio de 2018.

Demanda:

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el Grupo CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo

Precios:

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Subsecretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. Suscritas dichas renegociaciones y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

Participación de mercado de CGE:

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

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

En la actualidad, CGE está presente en las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de Transmisión Zonal.

Los futuros proyectos de CGE se orientan a seguir creciendo en el desarrollo de sistemas de Transmisión Zonal del país. La significativa expansión y el aumento sostenido del consumo de electricidad aseguran una correspondiente proyección y estabilidad de crecimiento para CGE en este segmento.

Dentro del segmento de Transmisión Zonal también participa TRANSEMEL, que atiende principalmente consumos de clientes de las Regiones de Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta. Se debe destacar que TRANSEMEL además es dueña de activos de Transmisión Nacional.

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la transmisión zonal, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de transmisión, equivalente a los requerimientos de las empresas distribuidoras de CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a inyecciones efectuadas al sistema de subtransmisión por empresas de generación. Lo anterior entrega una alta correlación entre los ingresos de las empresas y el crecimiento económico imperante en sus zonas de operación, su desarrollo urbano asociado y el crecimiento del consumo per cápita, todos factores fuertemente relacionados con el consumo de energía eléctrica.

En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas de CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es más bien limitado en el mediano y largo plazo,

sin perjuicio de situaciones puntuales que puedan afectar el consumo eléctrico en el corto plazo.

Precios:

La definición de los segmentos que conforman el sistema de transmisión eléctrica y la metodología de tarifación de cada uno de ellos están contenidos en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (Ley General de Servicios Eléctricos) y sus modificaciones, particularmente la realizada mediante la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión).

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

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

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

Las tarifas de transmisión zonal vigentes son las fijadas en el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de abril de 2013, cuya vigencia fue extendida por la Ley N° 20.936 hasta diciembre de 2017, con los ajustes establecidos mediante Decreto 1T-2017 del mismo ministerio, publicado en el Diario Oficial del 27 de mayo de 2017.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, en el Sistema de Magallanes, a través de la sociedad EDELMAG que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 113,95 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. han sido preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por el ajuste a valor razonable de 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 intermedios 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 intermedios se han utilizado estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros consolidados intermedios se describen en Nota 4.

Para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2018. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2018.

3.2.1.- 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.

El Grupo CGE adoptó la nueva norma en la fecha de aplicación requerida y no reexpresará la información comparativa.

3.2.2.- 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.

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

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

En la entrada en vigencia de la modificación no es obligatoria la restructuración de los estados financieros de ejercicios anteriores, pero su adopción retrospectiva es permitida.

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

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan NIIF 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 NIIF 9., permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

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

- 3.2.7.- NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2018, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción

anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.

- 3.3.2.- 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.
- 3.3.3.- CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”. Emitida en junio de 2017. Esta interpretación aclara la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición requeridos por la NIC 12 Impuestos sobre la renta cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Se aplicará esta Interpretación para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.
- 3.3.4.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15.

- 3.3.5 NIIF 3 “Combinaciones de negocios”. Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable. La enmienda debe aplicarse a las combinaciones de negocios realizadas posteriormente al 1 enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.
- 3.3.6 NIIF 9 “Instrumentos financieros”. Las modificaciones a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio sólo de pagos de principal más intereses independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación razonable por la terminación anticipada del contrato.

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

- 3.3.7 NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. La enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Las modificaciones aclaran que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación. Las enmiendas deberán aplicarse a las transacciones en las que se adquiere el control conjunto realizadas posteriormente al 1 enero de 2019. Se permite su aplicación anticipada.
- 3.3.8 NIC 12 “Impuestos a las Ganancias”. Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculadas más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados. Las enmiendas deberán aplicarse a las a dividendos reconocidos posteriormente al 1 enero de 2019.
- 3.3.9 NIC 23 “Costos por préstamos”. Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completos. Las enmiendas deberán aplicarse a partir del 1 enero de 2019.
- 3.3.10 NIC 28 “Inversiones en asociadas”. Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 Instrumentos Financieros para inversiones a largo plazo en asociadas o negocios conjuntos para aquellas inversiones que no apliquen el método de la participación patrimonial pero que, en sustancia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones. La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019 con aplicación anticipada permitida.
- 3.3.11 NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Las enmiendas a IAS 19 abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas especifican que cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan se produce durante el período de reporte anual, la entidad debe:

- Determine el costo actual de servicios por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales usados para medir nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos, neto, reflejando los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento
- Determinar el interés neto por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo), neto por beneficios definidos que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento y la tasa de descuento utilizada para medir nuevamente el pasivo (activo) neto por beneficios definidos

Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de reporte que comience el o después del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE 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 General de Electricidad 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 General de Electricidad 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 General de Electricidad 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 General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se reconocen como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, mediante el método de la participación que se detalla en la NIC 28 párrafo 10.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de Compañía General de Electricidad S.A. en asociadas o coligadas incluye el menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no

constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, Compañía General de Electricidad S.A. no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre Compañía General de Electricidad S.A. y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-06-2018			31-12-2017
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	99,89482%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99945%	0,00055%	100,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99607%	0,00393%	100,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99936%	0,00064%	100,00000%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99101%	0,00899%	100,00000%	100,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	92,67917%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	88,58393%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedaño 731 Piso 12, Arica	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	94,15909%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99999%	0,00000%	99,99999%	100,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.2.1 Perímetro de consolidación directo

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica de Atacama S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la fusión por incorporación de la Sociedad con sus subsidiarias Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. Y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

3.5.2.2 Perímetro de consolidación indirecto

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para el periodo terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017:

Con fecha 19 de junio de 2017, Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., adquirió seis acciones de su subsidiaria Inversiones San Sebastián S.A. Producto de esta adquisición Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. se constituyó en propietaria del 100% de las acciones de su subsidiaria, quedando esta disuelta de acuerdo a lo establecido en la Ley de Sociedades Anónimas.

Con fecha 21 de septiembre de 2017, se celebró Asamblea General Extraordinaria de Agua Negra S.A., que aprobó la fusión por absorción de la Sociedad con International Financial Investments S.A.

3.5.3.- Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de las subsidiarias que además consolidan incluyen las siguientes sociedades:

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2018		31-12-2017	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	55,00000%	55,00000%	55,00000%
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821%	55,16492%	55,10821%	55,16492%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	99,99164%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	Agua Negra S.A.	98,03450%	99,99650%	98,03450%	99,99650%
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	CGE Magallanes S.A.	0,00000%	0,00715%	0,00000%	0,00715%

3.5.4.- Entidades asociadas y control conjunto contabilizadas mediante el método de la participación.

3.5.4.1.- Entidades asociadas

Con fecha 3 de agosto de 2017, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de Inmobiliaria Parque Nuevo S.A. se acordó la disolución anticipada de la Sociedad y la liquidación inmediata de los activos de la compañía.

3.5.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2018		31-12-2017	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A,	50,00000%	49,99582%	50,00000%	49,99582%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A,	19,50000%	19,42211%	19,50000%	19,42211%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	10,00000%	10,00000%	10,00000%	10,00000%

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 General de Electricidad S.A. es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados intermedios.

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.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral, reciclando a resultados la porción devengada.

Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida por valor razonable en el resultado del período o ejercicio en el que ocurra. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejadas de acuerdo con NIC 1 a través del estado de resultados integral.

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 \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$
30-06-2018	651,21	760,32	27.158,77	22,53
31-12-2017	614,75	739,15	26.798,14	33,11
30-06-2017	664,29	758,32	26.665,09	39,96

CL \$ Pesos chilenos US \$ Dólares estadounidenses
U.F. Unidades de fomento AR \$ Pesos argentinos
EUR \$ Euros

3.6.4.- Entidades de Compañía General de Electricidad S.A.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades de Compañía General de Electricidad S.A. (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria), que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada (goodwill) y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio o período, según corresponda.

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, los cuales han sido identificados como: eléctrico y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 31.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, 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 equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico de las subsidiarias, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. En el proceso de consolidación de esta sociedad matriz dichos efectos son revertidos dejando el costo como valor contable, dado que esta es la política utilizada por su matriz Naturgy Energy Group S.A. (Ex Gas Natural SDG S.A.)

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.

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.

3.9.- Propiedades de inversión.

Se incluyen principalmente los terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas (fuera del curso ordinario de los negocios), plusvalías, o bien explotarlos bajo un régimen de arrendamientos, y no son ocupados por Compañía General de Electricidad S.A. El criterio de valorización inicial de las propiedades de inversión es al costo y la medición posterior es a su valor razonable, por medio de retasaciones independientes que reflejan su valor de mercado.

Las pérdidas o ganancias derivadas de un cambio en el valor razonable de las propiedades de inversión se incluyen en el resultado del ejercicio en que se generan, y se presentan en el rubro otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados por función.

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

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

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. 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.

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.

3.11.2.- 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.

3.11.3 Concesiones de servicios públicos.

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 y transporte eléctrico en Chile, adquiridas todas ellas 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.

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a CINIIF 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

3.11.4 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 General de Electricidad 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.

3.11.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.12.- 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).

3.13.- 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.

3.14.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.

Los activos no corrientes (y grupos en disposición) son clasificados como disponibles para la venta cuando su valor de libros será recuperado principalmente a través de una transacción de venta y la venta es considerada altamente probable dentro de los siguientes 12 meses. Estos activos se registran al valor de libros o al valor razonable menos costos necesarios para efectuar su venta, el que fuera menor.

3.15.- Activos financieros.

La NIIF 9 Instrumentos Financieros reemplaza a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición para los períodos anuales que comiencen el 1 de enero de 2018, que reúne los tres aspectos de la contabilidad de los instrumentos financieros: clasificación y medición; deterioro y contabilidad de cobertura.

3.15.1 Clasificación y medición

El Grupo CGE mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción.

Los instrumentos financieros de deuda se miden posteriormente al valor razonable con cambios en resultados, el costo amortizado o el valor razonable a través de otro resultado integral. La clasificación se basa en dos criterios: el modelo de negocio del Grupo para administrar los activos; y si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos representan únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente (criterio SPPI).

La nueva clasificación y medición de los activos financieros de deuda del Grupo CGE son los siguientes:

- Instrumentos de deuda a costo amortizado para activos financieros que se mantienen dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros a fin de recolectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio SPPI. Esta categoría incluye las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, y los préstamos incluidos en Otros activos financieros no corrientes.
- Instrumentos de deuda en otro resultado integral, con ganancias o pérdidas recicladas a resultados en el momento de su realización. Los activos financieros en esta categoría son los instrumentos de deuda cotizados del Grupo que cumplen con el criterio SPPI y se mantienen dentro de un modelo comercial tanto para cobrar los flujos de efectivo como para vender.

Otros activos financieros se clasifican y, posteriormente, se miden de la siguiente manera:

- Instrumentos de capital en otro resultado integral, sin reciclaje de ganancias o pérdidas a resultados en el momento de su realización. Esta categoría solo incluye los instrumentos de capital, que el Grupo tiene la intención de mantener en el futuro previsible y que el Grupo CGE ha elegido irrevocablemente para clasificarlos en el reconocimiento inicial o la transición. El Grupo CGE clasificó sus instrumentos de patrimonio no cotizados como instrumentos de patrimonio en otro resultado integral.
- Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados comprenden instrumentos derivados e instrumentos de capital cotizados que el Grupo CGE no ha elegido irrevocablemente, en el reconocimiento inicial o transición, para clasificar en otros resultados integrales. Esta categoría también incluye instrumentos de deuda cuyas características de flujo de caja no cumplan con el criterio SPPI o que no se encuentren dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo sea recolectar flujos de efectivo contractuales o acumular flujos de efectivo contractuales y vender.

La contabilidad de los pasivos financieros del Grupo CGE permanece en gran medida igual a la NIC 39. De forma similar a los requerimientos de la NIC 39, la NIIF 9 requiere que los pasivos con contraprestación contingente se traten como instrumentos financieros medidos a valor razonable, con los cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas.

Conforme a la NIIF 9, los derivados implícitos ya no están separados de un activo financiero principal. En cambio, los activos financieros se clasifican según sus términos contractuales y el modelo de negocio del Grupo.

3.15.2 Deterioro

La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. El Grupo CGE aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales.

El Grupo CGE ha establecido una matriz de provisiones que se basa en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

Para otros activos financieros de la deuda, la pérdida esperada se basa en la pérdida esperada de 12 meses. La pérdida crediticia esperada de 12 meses es la porción de pérdida esperada de por vida que resulta de eventos predeterminados en un instrumento financiero que son posibles dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de presentación. Sin embargo, cuando ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde el origen, la asignación se basará en la pérdida esperada de por vida.

La adopción de los requisitos de deterioro de pérdidas crediticias esperadas de la NIIF 9 dio como resultado aumentos en las provisiones por deterioro de los activos financieros de deuda del Grupo CGE, los cuales se revelan en nota 8.1. El aumento en la asignación dio como resultado el ajuste a las ganancias retenidas (Nota 25).

3.15.3 Contabilidad de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. Compañía General de Electricidad S.A., designa determinados derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

Compañía General de Electricidad S.A. documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

3.15.3.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés

fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

3.15.3.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de propiedades, planta y equipo.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

3.15.3.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

3.15.3.4. Derivados a valor razonable a través de resultados.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de resultados. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

El Grupo CGE no tiene impactos en coberturas como resultado de la aplicación de NIIF 9 a contar del 1 de enero de 2018.

3.16.- Inventarios.

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

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación menos los costos estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo las ventas.

3.17.- 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.

3.18.- 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.

3.19.- 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.

3.20.- 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.

3.21.- 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 General de Electricidad 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.

3.22.- 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 General de Electricidad 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.

3.23.- Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

Compañía General de Electricidad 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.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

Compañía General de Electricidad S.A. mantiene en algunas de sus subsidiarias, beneficios post-jubilatorios acordados con el personal conforme a los contratos colectivos e individuales vigentes, para todo el personal contratado con anterioridad al año 1992. Este beneficio se reconoce en base al método de la unidad de crédito proyectada.

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

Compañía General de Electricidad 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.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.24.3.- 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 General de Electricidad 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.

3.23.5.- Premios de antigüedad.

Compañía General de Electricidad 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.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

Compañía General de Electricidad 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.

3.24.- Provisiones.

Compañía General de Electricidad S.A. 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 General de Electricidad 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 Compañía General de Electricidad S.A. 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.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor razonable, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y Compañía General de Electricidad S.A. 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.

3.26.- 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.

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios se reconocen por un monto que refleja la contraprestación recibidas o a recibir que la entidad tiene derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. La entidad ha analizado y tomado en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes al aplicar cada paso del modelo establecido por NIIF 15 a los contratos con sus clientes (identificación del contrato, identificar obligaciones de desempeño, determinar el precio de la transacción, asignar el precio, reconocer el ingreso). También ha evaluado la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los ingresos cuando se han cumplido satisfactoriamente los pasos establecidos en la norma y 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 General de Electricidad S.A., tal y como se describe a continuación.

3.27.1.- Ventas de electricidad.

Los contratos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que 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.

3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio, dado que en dichos contratos existe una obligación de desempeño.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes incluyen por lo general una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de bienes se registra en base a la facturación efectiva.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

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

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.27.6.- Ingresos por construcción de obras.

Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método del producto (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.

3.28.- Arrendamientos.

3.28.1.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario - arrendamiento financiero.

Compañía General de Electricidad S.A. arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen en Otros pasivos financieros. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.

3.28.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. 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.

3.28.3.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. 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.

3.29.- Distribución de dividendos.

Los dividendos a pagar a los accionistas de Compañía General de Electricidad 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.

3.30.- Costo de ventas.

Los costos de ventas incluyen el costo de adquisición de las materias primas e insumos necesarios para el desarrollo de los negocios de generación, transmisión y 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.

3.31.- Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo Consolidado intermedio 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.

El Grupo CGE no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 30 de junio de 2018 y 2017. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

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

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

Compañía General de Electricidad S.A. 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.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2017 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1). No existen indicios de deterioro al 30 de junio de 2018.

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. Compañía General de Electricidad S.A. aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. Compañía General de Electricidad S.A. utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de EBITDA para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

4.3.- 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.

Compañía General de Electricidad S.A. 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 General de Electricidad 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, Compañía General de Electricidad S.A. 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 23.5 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 intermedios 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).

Para Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Los precios de compra de energía y potencia establecidos en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios y los correspondientes precios de Transmisión Zonal son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación con los referidos precios de Transmisión Zonal, mediante Decreto 1T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 27 de mayo de 2017, fue ajustado lo dispuesto en el Decreto 14-2012 del mismo ministerio, publicado el 9 de abril de 2013, en el cual se fijaron, a partir del 1 de enero de 2011, las tarifas de los sistemas de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) y de Transmisión Adicional (hoy Transmisión Dedicada) y sus fórmulas de indexación, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016. Actualmente, se encuentra en tramitación el Decreto 6T-2017, mediante el cual se fijarán los precios de Transmisión Zonal para el bienio 2018-2019.

Por otro lado, el 10 de octubre de 2017 fueron publicados los Decretos 12T-2016 y 3T-2017, y el 24 de marzo de 2018 fue publicado el Decreto 12-2017, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2017, 1 de julio de 2017 y 1 de enero de 2018, respectivamente.

Mediante Oficio N° 18991-2017 del 21 de septiembre de 2017, -modificado por el Oficio N° 19484-2017 del 26 de septiembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó las reliquidaciones de los Decretos 12T-2016 y 3T-2017.

Respecto a la reliquidación del Decreto 12T-2017, las diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

Por otro lado, desde el año 2014 a la fecha, el CDEC-SIC (hoy Coordinador Eléctrico Nacional) ha publicado las reliquidaciones de los precios de subtransmisión, dispuestas para el abastecimiento de usuarios sometidos a regulación de precios, correspondientes a los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015, y mantiene pendiente la publicación de las reliquidaciones de transmisión adicional del periodo comprendido entre los meses de enero y abril de 2016 en el ex SIC. Todo lo anterior se encuentra reflejado en los estados financieros.

A estos efectos, dichas diferencias se encuentran activadas 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.

Para Transmisoras de Energía Eléctrica.

En relación con los referidos precios de Transmisión Zonal, mediante Decreto 1T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 27 de mayo de 2017, fue ajustado lo dispuesto en el Decreto 14-2012 del mismo ministerio, publicado el 9 de abril de 2013, en el cual se fijaron, a partir del 1 de enero de 2011, las tarifas de los sistemas de Subtransmisión (hoy Transmisión Zonal) y de Transmisión Adicional (hoy Transmisión Dedicada) y sus fórmulas de indexación, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016. Actualmente, se encuentra en tramitación el Decreto 6T-2017, mediante el cual se fijarán los precios de Transmisión Zonal para el bienio 2018-2019.

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 están sometidas CGE y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, tanto en las actividades de distribución y transmisión zonal. Los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que conforman Compañía General de Electricidad S.A., en orden a prevenir y mitigar las consecuencias financieras negativas ante la posibilidad de ocurrencia de los principales riesgos financieros identificados.

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

Debido a que los negocios en que participan las empresas de CGE son fundamentalmente en pesos y unidades de fomento (UF), se ha determinado como política minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y unidades de reajuste entre sus flujos operacionales y de sus obligaciones financieras.

Al 30 de junio de 2018 el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$ 20.505.208. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 1,8% de la deuda financiera total, lo que implica que el 98,2% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	30-06-2018		31-12-2017	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	647.293.278	56,94%	651.568.154	57,34%
Deuda en unidades de fomento	207.595.852	18,26%	461.072.687	40,58%
Deuda en unidades de fomento con cobertura UF/CLP	261.463.179	23,00%	0	0,00%
Deuda en moneda extranjera - m/e	20.505.208	1,80%	23.683.947	2,08%
Total deuda financiera	1.136.857.517	100,00%	1.136.324.788	100,00%

Cabe destacar que, en el primer y segundo trimestre del año se ejecutaron 3 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E y K, con lo cual el 79,9% del total de la deuda financiera queda fijada en pesos.

A continuación se efectúa un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, con el objeto de determinar el impacto en los resultados de CGE y sus subsidiarias ante la variación en el tipo de cambio.

Al 30 de junio de 2018, el valor del peso argentino se ubicó en \$ 22,53, es decir un 31,95% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2017, fecha en que alcanzó un valor de \$ 33,11.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MAR\$	M\$	
Saldos al 30 de junio de 2018		22,53	910.129	20.505.208	
	-1%	22,30	910.129	20.300.156	205.052
	1%	22,76	910.129	20.710.260	(205.052)

Se estima que el impacto de un alza de un 1% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al peso argentino al cierre del periodo habría generado un impacto negativo en M\$ 205.052 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 30 de junio de 2018, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 18,26% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de junio de 2018, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 2.075.959 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

Al 30 de junio de 2018, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 33,1% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos bases en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$ 1.626.270.

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

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. Las empresas que pertenecen a CGE mantienen 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 83,7% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.

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 CGE. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de matriz o de cualquiera de sus filiales.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimientos de capital e intereses de CGE y subsidiarias, los cuales, como se indicó, se encuentran distribuidos mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-06-2018	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	211.619.284	366.409.570	196.289.811	0	0	774.318.666
Bonos	17.843.258	48.372.857	88.868.427	186.028.438	268.492.247	609.605.227
Total	229.462.542	414.782.427	285.158.239	186.028.438	268.492.247	1.383.923.893
Porcentualidad	17%	30%	21%	13%	19%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2017	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	328.826.334	361.221.341	74.389.078	0	0	764.436.752
Bonos	17.606.324	43.739.302	76.494.276	187.268.042	287.110.476	612.218.421
Total	346.432.658	404.960.643	150.883.354	187.268.042	287.110.476	1.376.655.173
Porcentualidad	25%	29%	11%	14%	21%	100%

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

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, 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, 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.

La regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario, lo que junto con lo atomizada de la cartera de clientes, reduce aún más la probabilidad de incobrabilidad.

En el siguiente cuadro se refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 3,5 meses de ventas, reflejando las

características de los negocios de distribución. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 6,14% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.669.042.017	1.716.050.849
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	572.585.322	567.216.026
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	121.917.552	105.580.654
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,5	3,3
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	6,14%	5,17%

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

El análisis de deuda financiera a valor de mercado 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.

Los principales pasivos financieros de CGE incluyen créditos bancarios y obligaciones con el público. El propósito de estos pasivos es asegurar financiamiento al desarrollo de las operaciones habituales de la empresa.

A continuación se presenta un resumen de los pasivos financieros de CGE y sus subsidiarias al 30 de junio de 2018, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de junio de 2018	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos*	710.928.431	709.257.368	-0,24%
Bonos	425.929.086	490.583.816	15,18%
Total pasivo financiero	1.136.857.517	1.199.841.184	5,54%

*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

Deuda al 31 de diciembre de 2017	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	717.841.338	717.235.376	-0,08%
Bonos	418.483.450	473.295.280	13,10%
Total pasivo financiero	1.136.324.788	1.190.530.656	4,77%

5.1.7. Restricciones financieras

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos acreedores y tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros tal como se detalla en Nota 33.5.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2018 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en los estados financieros consolidados intermedios se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

6.1.- Composición del rubro

La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	467.870	1.237.245
Saldos en bancos.	2.604.876	5.830.846
Total efectivo.	3.072.746	7.068.091
Equivalente al efectivo		
Otros equivalentes al efectivo (*).		150.081
Total equivalente al efectivo.	0	150.081
Total	3.072.746	7.218.172

(*) Otros equivalentes al efectivo	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Cuotas de fondos mutuos.		150.081
Total otros equivalentes al efectivo.	0	150.081

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	1.699.753	3.350.273
	US \$	749.312	758.951
	AR \$	623.067	3.108.286
	EUR \$	614	662
Total		3.072.746	7.218.172

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados intermedios de situación financiera al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 no difieren del presentado en los estados consolidados intermedios de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

6.2.- Detalles flujos de efectivo

El siguiente es el detalle de la composición de los otros cobros y pagos por actividades de la operación al 30 de junio de 2018 y 2017.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	39.462.933	15.882.769
Otros cobros	1.078.869	213.660
Total otros cobros por actividades de operación	40.541.802	16.096.429
Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(3.381.731)	(10.937.547)
Pago de impuestos a las ventas y servicios, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(9.468.886)	(9.347.724)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(1.006.696)	(654.958)
Total otros pagos por actividades de operación	(13.857.313)	(20.940.229)

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-06-2018		31-12-2017	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	1.589.520			
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	1.589.520	175.001	0	175.001

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

El Grupo CGE, manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés y unidad de fomento para el ejercicio 2018. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro “otros activos financieros y otros pasivos financieros”.

Los contratos de derivados que no hayan madurado, son valorizados a su valor razonable y reconocidos sus resultados en cuentas de activos o pasivos según corresponda, y en las cuentas de patrimonio denominada otro resultado integral o en el resultado del ejercicio, según el tipo de cobertura.

El Grupo CGE, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. A continuación se detalla la composición de los pasivos de cobertura al 30 de junio de 2018 (al 31 de diciembre de 2017 no existen activos ni pasivos de cobertura).

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y Unidad de Fomento.	Líneas de Bonos	1.589.520			
Total					1.589.520	0	0	0

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y Unidad de Fomento.	Líneas de Bonos	1.743.468			
Total					1.743.468	0	0	0

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 20.1.

7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
			30-06-2018	31-12-2017		
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
Total					175.001	175.001

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIIF 9. Dichas metodologías aplicadas para cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información (“inputs”) provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercados para los activos y pasivos ya sea de manera directa (precios) o indirecta (obtenidos a partir de precios).
- Nivel III: Inputs para activos o pasivos que no se basen en datos de mercados observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

7.3.1.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	30-06-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	1.589.520			1.589.520	
Total	1.589.520	0	0	1.589.520	0

7.3.2.- Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	30-06-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.743.468			1.743.468	
Total	1.743.468	0	0	1.743.468	0

7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-06-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2017		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros disponibles para la venta que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2. El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIIF 9, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales, neto.	349.058.485	380.962.683	16.963.686	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	361.752	202.951	2.338.555	859.555
Otras cuentas por cobrar, neto.	80.960.143	62.734.844	985.149	1.129.847
Total	430.380.380	443.900.478	20.287.390	17.734.894

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	2.185.134	2.403.261	414.168	278.269
Anticipo de remuneraciones.	201.421	432.600		
Fondos por rendir.	199.653	177.043		
Sub total	2.586.208	3.012.904	414.168	278.269
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	3.095.616	4.082.436		
Sub total	3.095.616	4.082.436	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	60.118.547	31.760.214		
Anticipo Proveedores.	11.410.432	19.422.509		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			567.042	828.145
Boletas garantías.	583	4.693		
Otros documentos por cobrar.	3.422.336	4.523.455	3.939	23.433
Otros.	928.084	561.800		
Provisión de deterioro.	(601.663)	(633.167)		
Sub total	75.278.319	55.639.504	570.981	851.578
Total	80.960.143	62.734.844	985.149	1.129.847

(*) Ver Nota N° 4.4

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales, bruto.	470.374.374	485.910.170	16.963.686	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	361.752	202.951	2.338.555	859.555
Otras cuentas por cobrar, bruto.	81.561.806	63.368.011	985.149	1.129.847
Total	552.297.932	549.481.132	20.287.390	17.734.894

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales.	121.315.889	104.947.487
Otras cuentas por cobrar.	601.663	633.167
Total	121.917.552	105.580.654

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial.	105.580.654	92.902.282
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(1.352.615)	(20.348.563)
Aplicación NIIF 9 (*)	8.928.212	
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(155.164)	(59.910)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	8.916.465	33.086.845
Total	121.917.552	105.580.654

(*) La NIIF 9 requiere que el Grupo CGE registre las pérdidas crediticias esperadas de todos sus títulos de deuda, préstamos y deudores comerciales, ya sea sobre una base de 12 meses o de por vida. El Grupo aplicó el modelo simplificado y registró las pérdidas esperadas en la vida de todos los deudores comerciales. El Grupo ha determinado que, debido a la naturaleza de sus préstamos y partidas a cobrar, las pérdidas por deterioro se incrementarán en M\$8.928.212 con la correspondiente disminución de los pasivos por impuesto diferido en M\$2.410.617 (Nota 19).

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 General de Electricidad 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.

Compañía General de Electricidad S.A. ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos que se incluyen en la matriz de cálculo de pérdida esperada basado en la experiencia histórica de pérdidas crediticias del Grupo CGE, ajustada por factores prospectivos específicos para los deudores y el entorno económico.

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.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	30-06-2018			31-12-2017		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	572.665	(196.762)	375.903	278.092	(75.141)	202.951
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.982.420	(486.995)	1.495.425	897.496	(142.091)	755.405
Más de cinco años.	924.164	(95.185)	828.979	110.662	(6.512)	104.150
Total	3.479.249	(778.942)	2.700.307	1.286.250	(223.744)	1.062.506

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

30-06-2018	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.	287.940.620	56.916.904	14.574.351	6.576.612	5.789.630	12.132.081	3.590.574	3.684.166	3.785.635	92.347.487	487.338.060	470.374.374	16.963.686
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.700.307										2.700.307	361.752	2.338.555
Otras cuentas por cobrar, bruto.	80.363.990	259.520	226.458	81	548		38.628		322.825	1.334.905	82.546.955	81.561.806	985.149
Provision deterioro Deudores Comerciales	(15.016.715)	(1.045.080)	(1.241.612)	(1.668.865)	(3.708.699)	(1.704.013)	(2.021.452)	(1.708.922)	(1.831.209)	(91.369.322)	(121.315.889)	(121.315.889)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(601.663)	(601.663)	(601.663)	
Total	355.988.202	56.131.344	13.559.197	4.907.828	2.081.479	10.428.068	1.607.750	1.975.244	2.277.251	1.711.407	450.667.770	430.380.380	20.287.390

31-12-2017	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	283.742.443	79.149.414	26.075.151	7.237.327	5.103.061	4.165.057	3.677.426	2.710.203	3.439.420	86.356.160	501.655.662	485.910.170	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.062.506										1.062.506	202.951	859.555
Otras cuentas por cobrar, bruto.	62.358.652	436.275	406.984				39.899			1.256.048	64.497.858	63.368.011	1.129.847
Provision deterioro Deudores Comerciales	(10.720.810)	(562.808)	(510.886)	(163.650)	(165.715)	(163.797)	(154.038)	(2.710.203)	(3.439.420)	(86.356.160)	(104.947.487)	(104.947.487)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(633.167)	(633.167)	(633.167)	
Total	336.442.791	79.022.881	25.971.249	7.073.677	4.937.346	4.001.260	3.563.287	0	0	622.881	461.635.372	443.900.478	17.734.894

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

El resumen de estratificación de cartera al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

30-06-2018								
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. (1)		133.138.026					133.138.026	
Por vencer. (2)	559.287	124.757.219	(14.359.389)	287.878	30.045.375	(657.326)	154.802.594	(15.016.715)
Sub total por vencer	559.287	257.895.245	(14.359.389)	287.878	30.045.375	(657.326)	287.940.620	(15.016.715)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	491.131	55.701.242	(930.590)	12.173	1.215.662	(114.490)	56.916.904	(1.045.080)
Entre 31 y 60 días	103.201	14.100.651	(858.255)	5.885	473.700	(383.357)	14.574.351	(1.241.612)
Entre 61 y 90 días	68.524	6.207.647	(1.333.077)	4.881	368.965	(335.788)	6.576.612	(1.668.865)
Entre 91 y 120 días	39.440	5.469.229	(3.388.357)	4.630	320.401	(320.342)	5.789.630	(3.708.699)
Entre 121 y 150 días	41.665	11.754.766	(1.326.828)	4.188	377.315	(377.185)	12.132.081	(1.704.013)
Entre 151 y 180 días	23.738	3.212.223	(1.643.101)	3.502	378.351	(378.351)	3.590.574	(2.021.452)
Entre 181 y 210 días	20.702	3.323.414	(1.348.170)	3.192	360.752	(360.752)	3.684.166	(1.708.922)
Entre 211 y 250 días	25.617	3.333.798	(1.379.372)	4.792	451.837	(451.837)	3.785.635	(1.831.209)
Más de 250 días	607.630	71.905.157	(70.926.992)	131.822	20.442.330	(20.442.330)	92.347.487	(91.369.322)
Sub total vencidos	1.421.648	175.008.127	(83.134.742)	175.065	24.389.313	(23.164.432)	199.397.440	(106.299.174)
Total	1.980.935	432.903.372	(97.494.131)	462.943	54.434.688	(23.821.758)	487.338.060	(121.315.889)

31-12-2017								
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. (1)		134.409.379					134.409.379	0
Por vencer. (2)	603.885	120.406.362	(10.025.171)	272.455	28.926.702	(695.639)	149.333.064	(10.720.810)
Sub total por vencer	603.885	254.815.741	(10.025.171)	272.455	28.926.702	(695.639)	283.742.443	(10.720.810)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	522.212	78.120.894	(489.934)	11.817	1.028.520	(72.874)	79.149.414	(562.808)
Entre 31 y 60 días	113.678	25.492.173	(453.625)	5.714	582.978	(57.261)	26.075.151	(510.886)
Entre 61 y 90 días	51.236	6.821.857	(113.020)	4.644	415.470	(50.630)	7.237.327	(163.650)
Entre 91 y 120 días	45.307	4.618.356	(102.776)	4.339	484.705	(62.939)	5.103.061	(165.715)
Entre 121 y 150 días	28.595	3.755.552	(107.100)	3.882	409.505	(56.697)	4.165.057	(163.797)
Entre 151 y 180 días	24.580	3.286.294	(99.546)	3.380	391.132	(54.492)	3.677.426	(154.038)
Entre 181 y 210 días	57.254	2.401.005	(2.401.005)	3.036	309.198	(309.198)	2.710.203	(2.710.203)
Entre 211 y 250 días	56.203	3.043.689	(3.043.689)	4.521	395.731	(395.731)	3.439.420	(3.439.420)
Más de 250 días	631.225	66.118.163	(66.118.163)	127.852	20.237.997	(20.237.997)	86.356.160	(86.356.160)
Sub total vencidos	1.530.290	193.657.983	(72.928.858)	169.185	24.255.236	(21.297.819)	217.913.219	(94.226.677)
Total	2.134.175	448.473.724	(82.954.029)	441.640	53.181.938	(21.993.458)	501.655.662	(104.947.487)

(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.

8.3.1.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico.

30-06-2018								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		133.138.026					133.138.026	0
Por vencer. (2)	558.709	123.934.006	(14.194.833)	286.604	29.388.587	(538)	153.322.593	(14.195.371)
Sub total por vencer	558.709	257.072.032	(14.194.833)	286.604	29.388.587	(538)	286.460.619	(14.195.371)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	491.086	55.483.427	(910.787)	12.040	1.136.624	(35.452)	56.620.051	(946.239)
Entre 31 y 60 días	103.184	14.022.472	(842.695)	5.780	411.595	(321.252)	14.434.067	(1.163.947)
Entre 61 y 90 días	68.509	6.079.167	(1.319.319)	4.788	314.052	(280.875)	6.393.219	(1.600.194)
Entre 91 y 120 días	39.426	5.407.944	(3.371.254)	4.515	252.138	(252.079)	5.660.082	(3.623.333)
Entre 121 y 150 días	41.644	11.654.853	(1.311.559)	4.085	316.374	(316.244)	11.971.227	(1.627.803)
Entre 151 y 180 días	23.731	3.160.350	(1.628.536)	3.404	320.220	(320.220)	3.480.570	(1.948.756)
Entre 181 y 210 días	20.690	3.248.981	(1.333.624)	3.094	302.698	(302.698)	3.551.679	(1.636.322)
Entre 211 y 250 días	25.603	3.246.394	(1.359.641)	4.659	373.083	(373.083)	3.619.477	(1.732.724)
Más de 250 días	605.676	71.200.396	(70.225.829)	128.432	18.430.508	(18.430.508)	89.630.904	(88.656.337)
Sub total vencidos	1.419.549	173.503.984	(82.303.244)	170.797	21.857.292	(20.632.411)	195.361.276	(102.935.655)
Total	1.978.258	430.576.016	(96.498.077)	457.401	51.245.879	(20.632.949)	481.821.895	(117.131.026)

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		134.409.379					134.409.379	0
Por vencer. (2)	603.283	118.900.115	(9.850.882)	270.984	28.231.063		147.131.178	(9.850.882)
Sub total por vencer	603.283	253.309.494	(9.850.882)	270.984	28.231.063	0	281.540.557	(9.850.882)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	522.174	77.784.063	(458.120)	11.663	955.646		78.739.709	(458.120)
Entre 31 y 60 días	113.660	25.421.091	(428.627)	5.593	525.717		25.946.808	(428.627)
Entre 61 y 90 días	51.224	6.746.550	(90.917)	4.537	364.840		7.111.390	(90.917)
Entre 91 y 120 días	45.303	4.553.200	(75.299)	4.206	421.766		4.974.966	(75.299)
Entre 121 y 150 días	28.585	3.704.457	(82.570)	3.763	352.808		4.057.265	(82.570)
Entre 151 y 180 días	24.576	3.234.739	(76.147)	3.267	336.640		3.571.379	(76.147)
Entre 181 y 210 días	57.239	2.368.698	(2.368.698)	2.923	255.672	(255.672)	2.624.370	(2.624.370)
Entre 211 y 250 días	56.196	3.011.990	(3.011.990)	4.368	323.120	(323.120)	3.335.110	(3.335.110)
Más de 250 días	628.982	65.248.143	(65.248.143)	123.941	18.255.368	(18.255.368)	83.503.511	(83.503.511)
Sub total vencidos	1.527.939	192.072.931	(71.840.511)	164.261	21.791.577	(18.834.160)	213.864.508	(90.674.671)
Total	2.131.222	445.382.425	(81.691.393)	435.245	50.022.640	(18.834.160)	495.405.065	(100.525.553)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento servicios.

30-06-2018								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	578	823.213	(164.556)	1.274	656.788	(656.788)	1.480.001	(821.344)
Sub total por vencer	578	823.213	(164.556)	1.274	656.788	(656.788)	1.480.001	(821.344)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	45	217.815	(19.803)	133	79.038	(79.038)	296.853	(98.841)
Entre 31 y 60 días	17	78.179	(15.560)	105	62.105	(62.105)	140.284	(77.665)
Entre 61 y 90 días	15	128.480	(13.758)	93	54.913	(54.913)	183.393	(68.671)
Entre 91 y 120 días	14	61.285	(17.103)	115	68.263	(68.263)	129.548	(85.366)
Entre 121 y 150 días	21	99.913	(15.269)	103	60.941	(60.941)	160.854	(76.210)
Entre 151 y 180 días	7	51.873	(14.565)	98	58.131	(58.131)	110.004	(72.696)
Entre 181 y 210 días	12	74.433	(14.546)	98	58.054	(58.054)	132.487	(72.600)
Entre 211 y 250 días	14	87.404	(19.731)	133	78.754	(78.754)	166.158	(98.485)
Más de 250 días	1.954	704.761	(701.163)	3.390	2.011.822	(2.011.822)	2.716.583	(2.712.985)
Sub total vencidos	2.099	1.504.143	(831.498)	4.268	2.532.021	(2.532.021)	4.036.164	(3.363.519)
Total	2.677	2.327.356	(996.054)	5.542	3.188.809	(3.188.809)	5.516.165	(4.184.863)

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	602	1.506.247	(174.289)	1.471	695.639	(695.639)	2.201.886	(869.928)
Sub total por vencer	602	1.506.247	(174.289)	1.471	695.639	(695.639)	2.201.886	(869.928)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	38	336.831	(31.814)	154	72.874	(72.874)	409.705	(104.688)
Entre 31 y 60 días	18	71.082	(24.998)	121	57.261	(57.261)	128.343	(82.259)
Entre 61 y 90 días	12	75.307	(22.103)	107	50.630	(50.630)	125.937	(72.733)
Entre 91 y 120 días	4	65.156	(27.477)	133	62.939	(62.939)	128.095	(90.416)
Entre 121 y 150 días	10	51.095	(24.530)	119	56.697	(56.697)	107.792	(81.227)
Entre 151 y 180 días	4	51.555	(23.399)	113	54.492	(54.492)	106.047	(77.891)
Entre 181 y 210 días	15	32.307	(32.307)	113	53.526	(53.526)	85.833	(85.833)
Entre 211 y 250 días	7	31.699	(31.699)	153	72.611	(72.611)	104.310	(104.310)
Más de 250 días	2.243	870.020	(870.020)	3.911	1.982.629	(1.982.629)	2.852.649	(2.852.649)
Sub total vencidos	2.351	1.585.052	(1.088.347)	4.924	2.463.659	(2.463.659)	4.048.711	(3.552.006)
Total	2.953	3.091.299	(1.262.636)	6.395	3.159.298	(3.159.298)	6.250.597	(4.421.934)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-06-2018				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	23.121	2.119.406	6.840	24.528.912
Total	23.121	2.119.406	6.840	24.528.912

31-12-2017				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	24.344	4.610.456	5.213	33.520.066
Total	24.344	4.610.456	5.213	33.520.066

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2018 y 2017 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	6.527.425	7.784.456	1.606.255	3.309.518
Provisión cartera repactada	2.389.040	140.220	1.394.604	329.004
Total	8.916.465	7.924.676	3.000.859	3.638.522

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2018 y 2017 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2018 30-06-2018	Operaciones	01-04-2018 30-06-2018
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	18.811.625	808.047.665	9.100.019	401.245.344
Ventas de servicios	23.308	39.933.365	14.551	20.573.578
Total	18.834.933	847.981.030	9.114.570	421.818.922

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2017 30-06-2017	Operaciones	01-04-2017 30-06-2017
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	19.698.122	848.297.771	10.316.937	423.579.249
Ventas de servicios	39.481	50.047.058	20.142	27.691.468
Total	19.737.603	898.344.829	10.337.079	451.270.717

9.- 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.

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones. Para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

Dentro del rubro cuenta por pagar empresas relacionadas figuran dos contratos de mutuos suscritos con Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile. El primero de ellos suscrito por un capital de M\$45.000.000 con una tasa de interés de TAB de 180 días más un spread de 0.15% con vencimiento el 08 de mayo de 2020 y el segundo por un monto de M\$45.000.000 con una tasa de interés de 3,0% anual y con vencimiento el 30 de septiembre de 2018.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 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	
							30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendo por cobrar	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$	1.241.088	519.297		
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Dividendo por cobrar	Hasta 180 días	Negocios Conjuntos	AR \$	299.522			
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$		3.951		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	175	42.504		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	74.516	799		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		1.593		
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		24.538		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	44.016	44.016		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	226	2.412		
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		83.425		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.767.227			
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	123.573			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	9.258.924	3.002.891		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	31.436	8.158		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Peaje por líneas de Subtransmisión	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		751		
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Asociada	CL \$		1.424		
TOTALES							12.840.703	3.735.759	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 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	
							30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR \$		9.337		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Servicios Administracion	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	1.727.664	1.438.447		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Mutuo	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	45.138.750		44.975.909	45.217.350
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$		36.696.186		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	2.067.410	740.686		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	234.196	569.573		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$		36.429		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	19.068	18.367		
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 30 días	Matriz Comùn	CL \$	157.316			
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$		8.380.221		
TOTALES							49.344.404	47.889.246	44.975.909	45.217.350

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2018 30-06-2018		01-01-2017 30-06-2017		01-04-2018 30-06-2018		01-04-2017 30-06-2017	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Gas Natural Fenosa Ingeniería México S.A.	México	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$			16.990	(16.990)			16.990	(16.990)
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Intereses Préstamo	CL \$	853.100	(853.100)	220.725	(220.725)	490.850	(490.850)	220.725	(220.725)
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	1.418	1.418			470	470		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$			48	48				
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	13.201	(13.201)	9.585	(9.585)	8.798	(8.798)	5.292	(5.292)
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			1.067	1.067			1.067	1.067
76.270.843-4	Inca de Varas I S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			1.067	1.067			1.067	1.067
76.282.112-5	Inca de Varas II S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			1.067	1.067			1.067	1.067
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	3.692.513	(3.692.513)	1.380.295	(1.380.295)	1.935.099	(1.935.099)	704.976	(704.976)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.093	1.093	12.844	12.844	548	548	6.450	6.450
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	4.057	(4.057)	19.513	(19.513)	987	(987)	7.794	(7.794)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	129	129			129	129		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	212.416	212.416	174.123	174.123	88.908	88.908	681	681
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	31.258	(31.258)	35.773	(35.773)	15.680	(15.680)	5.622	(5.622)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	53.069	53.069	48.708	48.708	28.406	28.406	24.394	24.394
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	14.098	14.098	15.841	15.841	6.231	6.231	7.856	7.856
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	18.368	18.368	1.275	1.275	7.862	7.862	517	517
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$			7.083	7.083			3.603	3.603
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	333	333	139	139	278	278	52	52
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	2.382	2.382	11.633	11.633	1.051	1.051	11.633	11.633
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			22.503	22.503			9.042	9.042
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$			12.644	(12.644)			(5.979)	5.979
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	1.565	1.565	1.239	1.239	183	183	628	628
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	954	(954)			954	(954)		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			11.770	11.770			5.911	5.911
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	64.752	(64.752)	690.246	(690.246)	23.624	(23.624)	206.478	(206.478)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	30.376	30.376	29.638	29.638	15.914	15.914	29.638	29.638
81.533.000-5	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			4.500	(4.500)			2.521	(2.521)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios informáticos	CL \$	854.573	854.873			334.711	335.011		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	21	(21)			21	(21)		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	110.324	(110.324)	225.998	(225.997)	2	(2)	122.062	(122.061)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	550	550	25.606	25.606			12.858	12.858
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	154.012	154.012	411.782	411.782	76.474	76.474	215.986	215.986
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	122.359	122.359	9.589	9.589	74.388	74.388	6.162	6.162
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	905.259	(905.259)	2.202.361	(2.202.361)	419.655	(419.655)	1.211.048	(1.211.048)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	66.515	66.515	23.901	23.901	44	44	21.120	21.120
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos	CL \$			87	87			87	87
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales y equipos	CL \$								

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 9 de agosto de 2016 la Junta Extraordinaria de Accionistas acordó disminuir el número de Directores de siete a cinco miembros, modificar el quórum para sesionar a tres asistentes y designó como Directores a:

Carlos J. Álvarez Fernández	Presidente
Manuel García Cobaleda	Vicepresidente
José Auffray García	Director
Eduardo Morandé Montt	Director
Iñigo Sota Yusta	Director

Con fecha 2 de Diciembre de 2016 don Iñigo Sota Yusta presentó su renuncia al cargo de director de la Sociedad, la cual fue aceptada por el Directorio, designando como Director en su reemplazo a don Antonio Gallart Gabás.

En dicha sesión los Directores don Carlos J. Álvarez Fernández y don Manuel García Cobaleda, presentaron su renuncia al cargo de Presidente y Vice presidente de la Sociedad, respectivamente, las cuales fueron aceptadas por el Directorio. Se designó en la ocasión como Presidente del Directorio y de la Sociedad a don Antonio Gallart Gabás y como Vicepresidente a don Carlos J. Álvarez Fernández.

En sesión de directorio de fecha 23 de mayo de 2018 don José Auffray García presentó su renuncia al cargo de director de la Sociedad, la cual fue aceptada por el Directorio, designando como Director en su reemplazo a don Luis Zarauza Quirós.

Debido a lo anterior el Directorio quedó compuesto por las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente
Manuel García Cobaleda	Director
Luis Zarauza Quirós	Director
Eduardo Morandé Montt	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente				
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	12.376	12.155	6.207	6.103
Eduardo Rafael Morande Montt	Director	12.376	12.155	12.376	6.103
Manuel García Cobaleda	Director	12.375	12.155	6.206	6.103
Jose Enrique Auffray Garcia	Director	6.169	323		
Totales		43.296	36.788	24.789	18.309

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 47.151 al 30 de junio de 2018 y M\$ 50.942 al 30 de junio de 2017.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 6.214.338 al 30 de junio de 2018 (M\$ 4.539.037 al 30 de junio de 2017).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 1.245.261 al 30 de junio de 2018 (M\$ 2.738.016 al 30 de junio de 2017).

Las subsidiarias de Compañía General de Electricidad S.A. tienen establecido, para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Materias primas.	20.633.974	23.089.173		
Productos en proceso.	209.245	274.234		
Mercaderías para la venta.	4.379.206	3.419.571		
Suministros para la producción.	2.317.988	3.071.513		
Suministros para mantención.	201.967	201.225		
Mercaderías en tránsito.	392.412	409.891		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	364.834	364.834	1.013.039	1.146.081
Provisión de deterioro.	(654.504)	(741.942)		
Total	27.845.122	30.088.499	1.013.039	1.146.081

Al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	87.438	158.096	80.898	75.968
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	16.049.511	23.909.649	8.731.934	12.829.518

Las reversiones están dadas por liquidaciones de inventarios y reversos de la provisión por deterioro dado por el incremento en el valor neto realizable.

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	30.580.431	50.563.250		
Rebajas al impuesto.		47.949		
Créditos al impuesto.	404.102	283.993		
Subtotal activos por impuestos	30.984.533	50.895.192	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(6.969.473)	(12.090.482)		
Subtotal pasivos por impuestos	(6.969.473)	(12.090.482)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	24.015.060	38.804.710	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Gastos pagados por anticipado.	6.673.642	781.728		
Garantías de arriendo.	5.716	40.382		
Boletas en garantía.	46.693	12.313		
Otros activos	164.173	1.288.143	40.090	40.090
Total	6.890.224	2.122.566	40.090	40.090

Los gastos pagados por anticipado corresponden principalmente tasa de inspección y control del ente regulador en la distribución eléctrica en la República Argentina, anticipos de licenciamiento de software y seguros pagados por anticipado.

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio de 2018

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2018 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Saldo al 30-06-2018 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.867.237		5.766.679	(4.356.564)		(6.074.427)	11.202.925
Total	15.867.237	0	5.766.679	(4.356.564)	0	(6.074.427)	11.202.925

Al 31 de diciembre de 2017

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.284.619		12.231.938	(6.879.572)		(4.769.748)	15.867.237
Total	15.284.619	0	12.231.938	(6.879.572)	0	(4.769.748)	15.867.237

13.2.- Sociedades con control conjunto.

13.2.1.- Inversiones en sociedades con control conjunto contabilizadas usando el método de la participación.

Al 30 de junio de 2018

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2018 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Saldo al 30-06-2018 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.094.947		3.746.792	(2.843.520)		(4.205.354)	7.792.865
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	4.112.553		1.924.744	(1.443.975)		(1.653.678)	2.939.644
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	659.737		95.143	(69.069)		(215.395)	470.416
Total					15.867.237	0	5.766.679	(4.356.564)	0	(6.074.427)	11.202.925

Al 31 de diciembre de 2017

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.296.186		7.858.081	(4.851.657)		(3.207.663)	11.094.947
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	3.406.475		4.090.775	(1.987.928)		(1.396.769)	4.112.553
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	581.958		283.082	(39.987)		(165.316)	659.737
Total					15.284.619	0	12.231.938	(6.879.572)	0	(4.769.748)	15.867.237

13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 30 de junio de 2018

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	30-06-2018													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	5.244.769	11.096.154	16.340.923	755.194	0	755.194	15.585.729	6.092	7.487.491	7.493.583		7.493.583		7.493.583
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	34.845.368	42.204.692	77.050.060	50.263.583	11.711.378	61.974.961	15.075.099	84.882.161	(75.011.677)	9.870.484		9.870.484		9.870.484
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	635.624	4.118.664	4.754.288	50.126		50.126	4.704.162		951.434	951.434		951.434		951.434

Al 31 de diciembre de 2017

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2017													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	5.933.372	16.271.088	22.204.460	14.567	0	14.567	22.189.893	11.589	15.704.573	15.716.162		15.716.162		15.716.162
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	45.812.681	53.940.177	99.752.858	60.120.519	18.542.319	78.662.838	21.090.020	168.896.017	(147.917.683)	20.978.334		20.978.334		20.978.334
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	711.729	5.959.965	6.671.694	74.331	0	74.331	6.597.363		2.830.817	2.830.817		2.830.817		2.830.817

13.2.3.- Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto.

Al 30 de junio de 2018

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	30-06-2018						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	9.974				326.898		(58.303)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	217.791	6.346.625	8.198.965	(217.504)	(1.091.957)	(3.789.202)	(2.425.282)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	3.037				37.528		(5.991)

Al 31 de diciembre de 2017

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2017						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	5.242.453				530.802		(86.715)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	220.235	6.151.234	14.002.432	(456.951)	(2.557.917)	(8.505.871)	(9.159.700)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	643.396				44.783		

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

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

Al 30 de junio de 2018

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Transferencia por división o fusión social	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2018							30-06-2018	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	57.806.471		1.164.371	(2.370.781)	16		(48.749)	56.551.328	(2.496)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(13.571.258)		5.572.622	(4.328.339)	10.347.591		4.067.152	2.087.768	(362)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	7.705.214		520.743	(492.199)			26.784	7.760.542	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	14.266.409		(322.691)	(2.174.587)			(2.455)	11.766.676	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	56.352.503		2.072.450	(3.305.488)				55.119.465	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	2.481.531	25.000.000	2.444.055				10.071	29.935.657	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	1.982.181		381.369				93	2.363.643	
Transemel S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	36.386.034		483.593	(371.250)		7.030.249	27.692	43.556.318	
Total					163.409.085	25.000.000	12.316.512	(13.042.644)	10.347.607	7.030.249	4.080.588	209.141.397	(2.858)

Al 31 de diciembre de 2017

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Transferencia por división o fusión social	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2017							31-12-2017	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	592.389.708		20.659.851	(17.678.408)		(594.985.892)	(385.259)	0	(116.799)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,42645%	99,42645%	275.907.917		(6.020.898)	(6.098.992)		(263.867.429)	79.402	0	(35.183)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	56.807.463		2.909.838	(2.844.936)	(37)		934.143	57.806.471	(2.995)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	225.836.804		3.981.043	(1.629.763)		(228.188.084)		0	(29.584)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(14.375.428)		13.557.174	(1.125.368)	(8.623.469)		(3.004.167)	(13.571.258)	(94)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	7.553.506		1.501.427	(1.328.939)			(20.780)	7.705.214	(7)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	13.601.391		665.938				(920)	14.266.409	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	56.094.507		3.320.997	(3.063.001)				56.352.503	(120)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	958.583		1.522.948					2.481.531	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	11.925.221		1.556.820				(11.499.860)	1.982.181	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	92,67917%	92,67917%	0		774.906	(389.530)		95.023.194	(1.278.269)	94.130.301	(30.769)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	88,58393%	88,58393%	0		2.523.493	(1.458.441)		86.404.469	(2.365.525)	85.103.996	(187.954)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	94,15909%	94,15909%	0		1.043.338	(516.523)		41.589.474	(2.563.932)	39.552.357	(32.041)
Transemel S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	0		848.401	(371.250)		36.984.245	(1.075.362)	36.386.034	
Total					1.226.699.672	0	48.845.276	(36.505.151)	(8.623.506)	(827.040.023)	(21.180.529)	382.195.739	(435.546)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 30 de junio de 2018

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-06-2018													
		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\$
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	11.560.783	127.176.658	138.737.441	7.081.073	36.057.666	43.138.739	95.598.702	18.004.831	(12.209.339)	(3.660.753)	2.134.739	1.165.722	2.064.286	1.126.894
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	92,67917%			0			0	0	37.149.787	(36.667.746)	(4.383.287)	(3.901.246)	(3.876.064)	(3.876.064)	(3.876.064)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	94,15909%			0			0	0	12.688.878	(11.434.757)	(1.709.752)	(455.631)	(455.631)	(442.643)	(442.643)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	88,58393%			0			0	0	22.064.894	(19.752.743)	(2.908.699)	(596.548)	(596.548)	(641.533)	(641.533)
Transsemel S.A.	100,00000%	7.269.187	50.474.971	57.744.158	11.898.521	17.578.568	29.477.089	28.267.069	3.622.342	(1.338.818)	(1.662.168)	621.356	621.356	621.356	621.356
CGE Argentina S.A.	99,99164%	33.795.845	26.818.446	60.614.291	44.697.950	13.645.164	58.343.114	2.271.177	49.636.852	(34.934.182)	(9.110.771)	5.591.899	5.573.088	(4.859.267)	(4.791.539)
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	22.542.652	870.501	23.413.153	15.120.378	532.191	15.652.569	7.760.584	16.928.300	(12.696.475)	(3.711.079)	520.746	520.746	546.912	546.912
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	8.006.758	8.086.074	16.092.832	1.648.165	2.001.897	3.650.062	12.442.770	4.100.897	(3.131.165)	(1.270.842)	(301.110)	(325.866)	(303.587)	(328.343)
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	10.084.786	47.394.718	57.479.504	1.480.591	877.249	2.357.840	55.121.664	4.710.303	(1.658.739)	(979.032)	2.072.532	2.072.532	2.072.532	2.072.532
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	4.625.267	33.416.833	38.042.100	8.106.251	0	8.106.251	29.935.849	13.907.997	(9.133.644)	(2.330.274)	2.444.079	2.444.079	2.444.079	2.444.079
Novanet S.A.	100,00000%	5.710.643	12.397	5.723.040	3.359.184	0	3.359.184	2.363.856	285.868	(39.188)	134.723	381.403	381.403	381.403	381.403

Al 31 de diciembre de 2017

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2017													
		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\$
CGE Distribución S.A.	99,34365%			0			0	0	906.738.230	(789.911.159)	(96.030.723)	20.796.348	20.804.707	20.408.543	20.416.902
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,42645%			0			0	0	236.417.204	(204.599.246)	(37.896.292)	(6.078.334)	(6.056.611)	(6.206.838)	(6.184.561)
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	13.322.973	126.776.927	140.099.900	7.060.014	36.595.510	43.655.524	96.444.376	36.270.151	(22.892.072)	(8.020.406)	5.357.673	2.912.916	5.383.679	2.950.724
Emel Norte S.A.	98,21715%			0			0	0	84.338.505	(69.157.406)	(10.674.497)	4.506.602	4.057.457	4.213.239	3.793.873
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	92,67917%	31.607.426	100.974.971	132.582.397	51.872.332	24.711.180	76.583.512	55.998.885	58.482.430	(50.130.801)	(7.251.125)	1.100.504	1.100.504	1.186.973	1.186.973
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	94,15909%	10.609.750	40.759.772	51.369.522	15.107.475	5.649.223	20.756.698	30.612.824	18.819.150	(14.932.333)	(2.388.489)	1.498.328	1.498.328	1.545.908	1.545.908
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	88,58393%	22.064.559	63.096.424	85.160.983	20.242.832	18.244.526	38.487.408	46.673.575	32.580.907	(26.366.149)	(3.385.969)	2.828.789	2.828.789	2.897.214	2.897.214
Transsemel S.A.	100,00000%	4.664.852	50.415.254	55.080.106	8.539.760	18.436.557	26.976.317	28.103.789	3.912.635	(999.443)	(1.756.734)	1.156.458	1.156.458	1.156.458	1.156.458
CGE Argentina S.A.	99,99164%	43.476.137	11.039.610	54.515.747	61.485.133	6.352.046	67.837.179	(13.321.432)	90.086.717	(57.125.134)	(19.352.085)	13.609.498	13.558.308	4.924.332	4.934.118
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	24.261.944	827.931	25.089.875	16.819.438	565.179	17.384.617	7.705.258	44.740.929	(39.926.417)	(3.313.077)	1.501.435	1.501.435	1.480.656	1.480.656
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.726.805	8.080.802	22.807.607	5.840.106	1.987.901	7.828.007	14.979.600	12.531.434	(9.065.168)	(2.716.209)	750.057	672.178	749.128	671.249
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	12.341.925	46.778.851	59.120.776	2.077.387	688.639	2.766.026	56.354.750	9.102.424	(4.153.397)	(1.627.899)	3.321.128	3.321.128	3.321.128	3.321.128
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	1.660.865	35.057.291	36.718.156	14.271.307	19.965.151	34.236.458	2.481.698	27.820.531	(22.518.162)	(3.779.318)	1.523.051	1.523.051	1.523.051	1.523.051
Novanet S.A.	100,00000%	3.544.730	16.738	3.561.468	1.578.792	223	1.579.015	1.982.453	1.184.685	(193.152)	565.427	1.556.960	1.556.960	1.556.960	1.556.960
Total		182.281.966	483.824.571	666.106.537	204.894.576	133.196.185	338.090.761	328.015.776	1.563.025.932	(1.311.970.039)	(197.627.396)	53.428.497	50.435.608	44.140.431	41.250.653

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-06-2018		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	15.316.467		15.316.467
Programas informáticos.	51.326.170	(39.033.000)	12.293.170
Otros activos intangibles identificables.	872.844.655	2.655.516	875.500.171
Total	939.487.292	(36.377.484)	903.109.808

Activos Intangibles	31-12-2017		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	16.474.560		16.474.560
Programas informáticos.	48.737.547	(36.875.385)	11.862.162
Otros activos intangibles identificables.	850.624.870	2.297.513	852.922.383
Total	915.836.977	(34.577.872)	881.259.105

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 30 de junio de 2018 alcanza a M\$ 36.377.484 y M\$ 34.577.872 al 31 de diciembre de 2017, 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 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-06-2018			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	16.474.560	11.862.162	852.922.383	881.259.105
Adiciones por desarrollo interno.	1.426.782			1.426.782
Adiciones.			4.049.703	4.049.703
Amortización.		(2.153.867)	(297.289)	(2.451.156)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			18.825.374	18.825.374
Otros incrementos (disminuciones).	(2.584.875)	2.584.875		0
Cambios, total	(1.158.093)	431.008	22.577.788	21.850.703
Saldo final al 30 de junio de 2018	15.316.467	12.293.170	875.500.171	903.109.808

Movimientos en activos intangibles	31-12-2017			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	12.349.109	15.401.303	852.241.310	879.991.722
Adiciones por desarrollo interno.	6.926.112			6.926.112
Adiciones.		506	7.678.461	7.678.967
Desapropiaciones.		(255.502)		(255.502)
Amortización.		(6.084.806)	(713.292)	(6.798.098)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(6.284.096)	(6.284.096)
Otros incrementos (disminuciones).	(2.800.661)	2.800.661		0
Cambios, total	4.125.451	(3.539.141)	681.073	1.267.383
Saldo al 31 de diciembre de 2017	16.474.560	11.862.162	852.922.383	881.259.105

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-06-2018	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	685.031.125	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	23.116.146	40
Servidumbres.	167.224.146	Indefinida
Servidumbres.	128.754	Definida
Total	875.500.171	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2017	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	656.657.037	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	30.285.820	40
Servidumbres.	165.845.925	Indefinida
Servidumbres.	133.601	Definida
Total	852.922.383	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de junio de 2018 y 2017 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2018 30-06-2018		01-01-2017 30-06-2017		01-04-2018 30-06-2018		01-04-2017 30-06-2017	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	2.134.106	292.406	2.978.797	389.213	1.179.837	112.177	1.505.101	192.521
Gastos de administración.	19.761	4.883	27.206	4.885	9.911	2.435	25.587	(21.545)
Total	2.153.867	297.289	3.006.003	394.098	1.189.748	114.612	1.530.688	170.976

14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- 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.

14.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

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.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad en la República de Argentina, se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

Dichas concesiones están establecidas en las Provincias de Jujuy, San Juan, Tucumán. El plazo total de dichas concesiones fluctúa en un rango de 35 a 90 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.

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.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2017			Movimientos 2018	
					Saldo al 01-01-2017	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2017	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 30-06-2018
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	16.859.000		16.859.000		16.859.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(8.777.000)		(8.777.000)		(8.777.000)
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
Totales					218.067.233	0	218.067.233	0	218.067.233

Las plusvalías registradas se originan de la combinación de negocios por la adquisición de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias por Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) en Noviembre de 2014.

16.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo Inicial	9.729.195	9.641.689
Adiciones, propiedades de inversión.		91.652
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.		(4.146)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	0	87.506
Total	9.729.195	9.729.195

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	9.729.195	9.729.195
Total	9.729.195	9.729.195

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	291.140	432.225	193.950	209.775

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad 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.	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Construcciones en curso.	384.760.397	327.661.867
Terrenos.	63.816.384	64.011.670
Edificios.	39.169.236	39.891.241
Planta y equipos.	1.309.668.195	1.320.081.615
Subestaciones de poder.	354.137.592	365.500.365
Líneas de transporte energía.	214.575.985	203.710.166
Subestaciones de distribución.	90.487.343	92.026.207
Líneas y redes de media y baja tensión.	603.469.890	610.311.346
Maquinas y equipos de generación.	25.317.193	26.939.271
Medidores.	21.680.192	21.594.260
Equipamiento de tecnología de la información	563.707	801.699
Instalaciones fijas y accesorios	11.741.394	12.105.312
Equipos de comunicaciones.	528.762	542.315
Herramientas.	8.527.641	8.690.201
Muebles y útiles.	2.003.814	2.159.378
Instalaciones y accesorios diversos.	681.177	713.418
Vehículos de motor.	5.532.805	6.032.067
Mejoras de bienes arrendados.	3.198.093	3.556.411
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.452.989	1.542.020
Repuestos	4.709.584	8.760.802
Total	1.824.612.784	1.784.444.704

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Construcciones en curso.	384.760.397	327.661.867
Terrenos.	63.816.384	64.011.670
Edificios.	64.540.456	64.527.615
Planta y equipos.	1.906.511.087	1.890.059.096
Subestaciones de poder.	485.689.909	489.568.131
Lineas de transporte energía.	290.040.948	275.591.232
Subestaciones de distribución.	135.875.820	136.352.443
Líneas y redes de media y baja tensión.	886.529.266	881.307.850
Maquinas y equipos de generación.	60.746.496	60.653.788
Medidores.	47.628.648	46.585.652
Equipamiento de tecnología de la información	19.030.831	19.244.412
Instalaciones fijas y accesorios	43.621.814	43.473.987
Equipos de comunicaciones.	4.402.242	4.393.723
Herramientas.	20.982.261	21.003.699
Muebles y útiles.	10.906.793	10.735.904
Instalaciones y accesorios diversos.	7.330.518	7.340.661
Vehículos de motor.	13.278.407	13.732.434
Mejoras de bienes arrendados.	6.165.058	6.265.058
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.480.367	1.569.398
Repuestos	5.725.428	9.682.724
Total	2.508.930.229	2.440.228.261

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Edificios.	25.371.220	24.636.374
Planta y equipos.	596.842.892	569.977.481
Subestaciones de poder.	131.552.317	124.067.766
Lineas de transporte energía.	75.464.963	71.881.066
Subestaciones de distribución.	45.388.477	44.326.236
Líneas y redes de media y baja tensión.	283.059.376	270.996.504
Maquinas y equipos de generación.	35.429.303	33.714.517
Medidores.	25.948.456	24.991.392
Equipamiento de tecnología de la información	18.467.124	18.442.713
Instalaciones fijas y accesorios	31.880.420	31.368.675
Equipos de comunicaciones.	3.873.480	3.851.408
Herramientas.	12.454.620	12.313.498
Muebles y útiles.	8.902.979	8.576.526
Instalaciones y accesorios diversos.	6.649.341	6.627.243
Vehículos de motor.	7.745.602	7.700.367
Mejoras de bienes arrendados.	2.966.965	2.708.647
Otras propiedades, plantas y equipos.	27.378	27.378
Repuestos	1.015.844	921.922
Total	684.317.445	655.783.557

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

Movimiento al 30 de junio de 2018.

Movimiento año 2018		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	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018		327.661.867	64.011.670	39.891.241	1.320.081.615	801.699	12.105.312	6.032.067	3.556.411	1.542.020	8.760.802	1.784.444.704
Cambios	Adiciones.	73.785.726		13.962	1.494.354	9.276	220.456	144.462				75.668.236
	Desapropiaciones		(195.286)				(154.127)	(24.206)				(373.619)
	Gasto por depreciación y retiros.			(735.432)	(32.126.422)	(247.043)	(953.718)	(619.293)	(258.318)	(89.031)	(93.922)	(35.123.179)
	Otros incrementos (decrementos).	(16.687.196)		(535)	20.218.648	(225)	523.471	(225)	(100.000)		(3.957.296)	(3.358)
Total cambios		57.098.530	(195.286)	(722.005)	(10.413.420)	(237.992)	(363.918)	(499.262)	(358.318)	(89.031)	(4.051.218)	40.168.080
Saldo final al 30 de junio de 2018		384.760.397	63.816.384	39.169.236	1.309.668.195	563.707	11.741.394	5.532.805	3.198.093	1.452.989	4.709.584	1.824.612.784

Movimiento al 31 de diciembre de 2017.

Movimiento año 2017		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017		260.636.514	65.108.423	42.025.379	1.300.923.537	1.320.076	8.817.947	2.660.740	3.662.777	1.530.052	6.463.977	1.693.149.422
Cambios	Adiciones.	152.410.902	205.833	292.651	9.353.015	235.213	3.115.869	127.913	396.315	11.968	2.439.093	168.588.772
	Desapropiaciones	(15.261)	(1.452.586)	(633.487)	(6.517.732)	(1.607)	(617)	(123.240)				(8.744.530)
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.497.490)	(63.047.987)	(769.814)	(1.916.394)	(672.341)	(502.681)		(142.268)	(68.548.975)
	Otros incrementos (decrementos).	(85.370.288)	150.000	(295.812)	79.370.782	17.831	2.088.507	4.038.995				15
Total cambios		67.025.353	(1.096.753)	(2.134.138)	19.158.078	(518.377)	3.287.365	3.371.327	(106.366)	11.968	2.296.825	91.295.282
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		327.661.867	64.011.670	39.891.241	1.320.081.615	801.699	12.105.312	6.032.067	3.556.411	1.542.020	8.760.802	1.784.444.704

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

Compañía General de Electricidad 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 tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A.

17.4.1.- Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos.

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	2.588.236	3.024.697
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	3.464.034	3.415.637
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	73.785.726	152.410.902

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, no se han capitalizado intereses.

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

Compañía General de Electricidad S.A. 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 3.13.- 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 Compañía General de Electricidad S.A. 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.

La tasa de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 fue de un 9,90%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2017. Al 30 de junio de 2018 no existen indicios de deterioro.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de junio de 2018 y 2017 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2018 30-06-2018				01-04-2018 30-06-2018			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(9.367.284)		(9.367.284)		(3.178.264)		(3.178.264)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		450.819		450.819		177.405		177.405

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2017 30-06-2017				01-04-2017 30-06-2017			
	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		(10.827.700)		(10.827.700)		(5.910.983)		(5.910.983)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		2.903.024		2.903.024		2.272.461		2.272.461

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2018 y 2017, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2018 30-06-2018			01-04-2018 30-06-2018		
	Eléctrico	Servicios	Total	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(9.363.571)	(3.713)	(9.367.284)	(3.174.551)	(3.713)	(3.178.264)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	193.113	257.706	450.819	47.461	129.944	177.405

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2017 30-06-2017			01-04-2017 30-06-2017		
	Eléctrico	Servicios	Total	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(10.822.581)	(5.119)	(10.827.700)	(5.905.864)	(5.119)	(5.910.983)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	178.473	2.724.551	2.903.024	55.016	2.217.445	2.272.461

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-06-2018		31-12-2017	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	218.067.233	218.067.233	218.067.233	218.067.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	823.881.183	823.881.183	822.502.962	822.502.962

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Relativos a intangibles.	1.086.406	188.284
Relativos a ingresos anticipados	7.360.737	7.325.224
Relativos a provisiones.	1.648.453	1.574.574
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.645.965	9.647.365
Relativos a pérdidas fiscales.	6.650.184	7.946.111
Relativos a cuentas por cobrar.	41.767.249	31.405.120
Relativos a los inventarios.	3.065.007	2.830.736
Concesiones IFRIC 12	882.638	1.218.450
Relativos a otros.	448.011	437.946
Total	71.554.650	62.573.810

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. 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 diversas sociedades de Compañía General de Electricidad S.A. 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.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	38.343.846	39.364.499
Relativos a intangibles.	138.835.017	154.599.718
Relativos a acumulaciones (o devengos).	1.366.204	1.498.754
Relativos a cuentas por cobrar.	21.948	1.171.793
Relativos a contratos de leasing.	729.082	286.876
Relativos a otros.	62.173	1.546.521
Total	179.358.270	198.468.161

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial	62.573.810	63.246.058
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	7.384.777	(206)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(814.554)	(672.042)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos (*).	2.410.617	
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	8.980.840	(672.248)
Total	71.554.650	62.573.810

(*) El monto de M\$2.410.617 incluido en el ítem Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos corresponde al efecto producto de la primera aplicación de la NIIF 9 asociada al deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas.

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial	198.468.161	300.441.841
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(26.740.771)	(101.943.128)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	7.630.880	(30.552)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(19.109.891)	(101.973.680)
Total	179.358.270	198.468.161

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 31 de mayo de 2018 fueron fusionadas Empresa Eléctrica de Arica S.A. Empresa eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 31.863.573, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

Asimismo de acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 27 de junio de 2017 fueron fusionadas Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., de igual forma al 30 de noviembre de 2017 fueron fusionadas CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., ambos procesos de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 109.896.276, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

19.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	30-06-2018			31-12-2017		
	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.	71.554.650	(64.222.958)	7.331.692	62.573.810	(53.953.863)	8.619.947
Pasivos por impuestos diferidos.	(171.697.266)	64.222.958	(107.474.308)	(198.468.161)	53.953.863	(144.514.298)
Total	(100.142.616)	0	(100.142.616)	(135.894.351)	0	(135.894.351)

20.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-06-2018		31-12-2017	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	135.998.194	511.295.084	250.881.380	400.686.774
Préstamos bancarios.	AR \$	8.628.820	11.876.388	11.835.620	11.848.327
Préstamos bancarios.	UF	43.129.945		42.589.237	
Total préstamos bancarios		187.756.959	523.171.472	305.306.237	412.535.101
Obligaciones con el público (bonos)	UF	5.412.725	418.772.893	5.397.894	413.085.556
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.743.468			
Pasivos de cobertura		1.743.468	0	0	0
Total		194.913.152	941.944.365	310.704.131	825.620.657

CL \$: Pesos chilenos.
US \$: Dólares estadounidenses.
AR \$: Pesos argentinos.
UF : Unidad de fomento.

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 30 de junio de 2018.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	30-06-2018	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.655.740		2.655.740					111.132.030	37.043.891	148.175.921
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	297.629		297.629						13.336.617	13.336.617
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		170.467	170.467						53.962.962	53.962.962
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral		1.046.985	1.046.985						107.933.866	107.933.866
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir de 03-2020		1.241.904	1.241.904	4.334.681	8.669.362	8.669.362	8.669.362	43.346.810	21.673.950	95.363.527
Totales										2.953.369	2.459.356	5.412.725	4.334.681	8.669.362	8.669.362	8.669.362	154.478.840	233.951.286	418.772.893

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.632.989		2.632.989					97.414.013	48.706.890	146.120.903
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	294.017		294.017						13.144.778	13.144.778
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		174.959	174.959						53.228.491	53.228.491
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.050.205		1.050.205						106.467.951	106.467.951
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir de 03-2020	1.245.724		1.245.724		8.556.627	8.556.627	8.556.627	42.783.134	25.670.418	94.123.433
Totales										5.222.935	174.959	5.397.894	0	8.556.627	8.556.627	8.556.627	140.197.147	247.218.528	413.085.556

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	171.783.848	179.284.449		
Retenciones.	11.617.878	10.747.445		
Dividendos por pagar.	1.478.147	2.674.544		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	10.613.789	11.508.126		
Proveedores no energéticos.	89.531.111	75.375.665		
Proveedores de importación.	560.173	670.061		
Acreedores varios.	8.038.879	10.458.300		68.736
Otros.	1.049.270	767.069	313.155	133.308
Total	294.673.095	291.485.659	313.155	202.044

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores del ítem Proveedores de energía de la sociedad y subsidiarias son Consorcio Transelec S.A., Transmisora Eléctrica del Norte S.A., Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., y AES Gener S.A.

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Consorcio Isotron Sacyr S.A., Puente Alto Ingeniería y Servicios S.A., Indra Sistemas y Servicios S.A. y Telefónica Empresas Chile S.A.

En el ítem Acreedores varios se presentan sanciones establecidas por el EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad) de la Provincia de San Juan a Energía San Juan S.A., por calidad de servicio técnico y comercial y la diferencia de pass through originada por la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 2016/12, la cual implementó un precio monómico de compra por un monto de M\$ 4.289.731.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Vacaciones del personal.	6.633.862	7.648.435		
Bonificaciones de feriado.	536.700	380.350		
Participación sobre resultados.	2.844.966	3.479.341		
Aguinaldos.	598.261			
Total	10.613.789	11.508.126	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$
Hasta 30 días	10.746.682	249.327.423	21.570.440	281.644.545
Entre 31 y 60 días	3.125.196		17.466	3.142.662
Entre 61 y 90 días			61.634	61.634
Entre 91 y 120 días			5.765.484	5.765.484
Entre 121 y 365 días			2.276.291	2.276.291
Más de 365 días			313.155	313.155
Total	13.871.878	249.327.423	30.004.470	293.203.771

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$	30-06-2018 M\$
Hasta 30 días	364.135	926.414	224.556	1.515.105
Entre 31 y 60 días	93.677	20.785	50.040	164.502
Entre 61 y 90 días	22.535	63.033	13.452	99.020
Entre 91 y 120 días		182		182
Entre 121 y 365 días	258	3.412		3.670
Más de 365 días				0
Total	480.605	1.013.826	288.048	1.782.479

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2017 M\$
Hasta 30 días	15.001.886	238.531.713	23.077.658	276.611.257
Entre 31 y 60 días	4.143.326		5.468.625	9.611.951
Entre 61 y 90 días	5.343	300	53.840	59.483
Entre 91 y 120 días			2.591.750	2.591.750
Entre 121 y 365 días	144		931.231	931.375
Más de 365 días			202.044	202.044
Total	19.150.699	238.532.013	32.325.148	290.007.860

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2017 M\$
Hasta 30 días	305.478	896.745	201.478	1.403.701
Entre 31 y 60 días	96.852	14.525	56.824	168.201
Entre 61 y 90 días	22.037	63.452	22.452	107.941
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	424.367	974.722	280.754	1.679.843

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	15.943.603	16.110.267	645.182	681.604
Participación en utilidades y bonos.	2.121.424	5.064.848		
Otras provisiones.	1.279.734	877.859	273.902	345.488
Total	19.344.761	22.052.974	919.084	1.027.092

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE 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 33).

22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

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

22.1.3.- Otras provisiones.

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

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de junio de 2018.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Otras provisiones M\$	Total al 30-06-2018 M\$
Saldo al 01 de enero de 2018	16.791.871	5.064.848	1.223.347	23.080.066
Provisiones adicionales.	3.694.694	173.250		3.867.944
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	36.827	3.194.004	335.563	3.566.394
Provisión utilizada.	(3.523.716)	(6.310.678)	(5.274)	(9.839.668)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(410.891)			(410.891)
Total cambio en provisiones	(203.086)	(2.943.424)	330.289	(2.816.221)
Saldo al 30 de junio de 2018	16.588.785	2.121.424	1.553.636	20.263.845

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2017 M\$
Saldo al 01 de enero de 2017	7.872.985	4.482.566	3.247.706	15.603.257
Provisiones adicionales.	4.352.593	1.296.809		5.649.402
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	6.274.896	4.154.088	(1.196.732)	9.232.252
Provisión utilizada.	(1.525.585)	(4.320.555)	(816.304)	(6.662.444)
Reversión de provisión no utilizada.	(7.000)	(548.060)	(11.323)	(566.383)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(181.730)			(181.730)
Otro incremento (decremento).	5.712			5.712
Total cambio en provisiones	8.918.886	582.282	(2.024.359)	7.476.809
Saldo al 31 de diciembre de 2017	16.791.871	5.064.848	1.223.347	23.080.066

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	3.380	4.937	16.385.520	16.096.255
Provisión premio de antigüedad.			996.490	967.102
Provisión beneficios post-jubilatorios.	7.965	11.632	14.236.642	15.584.009
Total	11.345	16.569	31.618.652	32.647.366

23.2.- 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		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	16.101.192	17.174.366	967.102	933.711	15.595.641	15.946.864
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	549.293	1.385.020	36.644	125.081	125.089	247.098
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	467.011	1.191.066	22.947	69.849	474.361	1.519.458
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	306.828	136.794	(22.955)	3.133	(891.001)	427.008
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(150.837)	(93.114)			(355.410)	(219.401)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(884.587)	(3.692.940)	(7.248)	(164.672)	(704.073)	(2.325.386)
Total cambios en provisiones	287.708	(1.073.174)	29.388	33.391	(1.351.034)	(351.223)
Total	16.388.900	16.101.192	996.490	967.102	14.244.607	15.595.641

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	16.388.900	16.101.192	996.490	967.102	14.244.607	15.595.641
Total	16.388.900	16.101.192	996.490	967.102	14.244.607	15.595.641

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	549.293	558.487	36.644	39.989	125.089	137.556	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	467.011	439.185	22.947	21.147	474.361	522.532	Costos Financieros.
Total	1.016.304	997.672	59.591	61.136	599.450	660.088	

23.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	2,17%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tasa de rotación anual.	2,03%

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

Para el cálculo del pasivo al 30 de junio de 2018, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2018, 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	3.194.495	(2.692.274)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos diferidos. (*)	6.358.107	1.562.872		
Aportes reembolsables.	642.767	646.120		
Garantías recibidas en efectivo.	2.070.880	2.346.229		
Otros.	2.531.384	2.835.731	15.552.773	15.515.147
Total	11.603.138	7.390.952	15.552.773	15.515.147

El ítem Otros corresponde a subvenciones estatales recibidas por obras en proceso de construcción.

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	6.358.107	1.343.134		
Otros ingresos diferidos.		219.738		
Total	6.358.107	1.562.872	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	1.562.872	57.596
Adiciones.	18.215.610	35.105.373
Imputación a resultados.	(13.420.237)	(33.599.934)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(138)	(163)
Total	6.358.107	1.562.872

25.- PATRIMONIO NETO.

25.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. 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, Compañía General de Electricidad S.A. 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 General de Electricidad 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.

25.2.- Capital suscrito y pagado.

Con fecha 1 de junio de 2016, se celebró la Primera Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile SpA (hoy Compañía General de Electricidad S.A.), donde se acordó aumentar el capital social desde la cantidad de M\$ 1.370.886.000, dividido en 1.370.886.000 acciones, de serie única, sin valor nominal a M\$ 1.939.979.250 dividido en 1.939.979.250 acciones, de serie única, sin valor nominal.

El aumento de capital de M\$ 569.093.250, fue pagado con fecha 7 de junio de 2016 por Gas Natural Fenosa Internacional S.A., mediante el aporte o cesión en dominio del 75% del crédito que consta en el contrato de préstamo a largo plazo por MUS\$1.100.000 que Clover Financial and Treasury Services Ltd. otorgó a Gas Natural Fenosa Chile SpA (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) con fecha 7 de noviembre de 2014, el cual fue cedido íntegramente por Clover Financial and Treasury Services Ltd., como cedente, a Gas Natural Fenosa Internacional S.A., como cesionaria, en virtud del contrato de cesión otorgado con fecha 1 de junio de 2016.

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 52.110.353 mediante la emisión de 51.980.679 acciones. Con fecha 8 de septiembre de 2016, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 9 de agosto de 2016. Ejercieron su derecho a retiro 37 accionistas por un total de 8.695.395 acciones.

Con fecha 14 de octubre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A., que aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Se acuerda en dicha Junta además entre otras materias la disminución del capital social de M\$ 1.992.089.063 a M\$ 1.516.802.640, como consecuencia de la asignación de una porción de su patrimonio a la nueva sociedad.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 2.437.350 mediante la emisión de 3.357.135 nuevas acciones.

Con fecha 13 de enero de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. y Transnet S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 14 de diciembre 2016. Ejercieron su derecho a retiro 13 accionistas por un total de 5.108.203 acciones de Compañía General de Electricidad S.A y 6 accionistas de Transnet S.A. por 7.870 acciones. Que producto al factor de canje corresponden a 5.179.205 acciones,

Con fecha 27 de junio de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 4.495.696 mediante la emisión de 6.260.447 nuevas acciones.

Con fecha 27 de julio de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de junio de 2017. Ejercieron su derecho a retiro 23 accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. por un total de 1.339.642, 7 accionistas de Emel Norte S.A. por 7.674 acciones y 3 accionistas de Emelat Inversiones S.A. por 2.789 acciones. Que producto del factor de canje corresponden a 1.523.696 acciones de CGE.

Con fecha 3 de noviembre de 2017 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$4.437.424 producto de no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 8.638.330 acciones en cartera propia de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046.

Con fecha 30 de noviembre de 2017, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 5.753.790 mediante la emisión de 6.803.871 nuevas acciones.

En relación al derecho a retiro originado por los acuerdos de fusión por incorporación de CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., y Empresa Eléctrica Atacama S.A. en Compañía General de Electricidad S.A., adoptados en Juntas Extraordinarias de Accionistas de dichas sociedades celebradas con fecha 28 de noviembre de 2017 en el caso de Empresa Eléctrica Atacama S.A., con fecha 29 de noviembre de 2017 en el caso de CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y con fecha 30 de noviembre de 2017 en el caso de Compañía General de Electricidad, con fechas 28 de diciembre de 2017 para Empresa Eléctrica Atacama S.A., 29 de diciembre de 2017 para CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y 30 de diciembre de 2017 para Compañía General de Electricidad S.A., concluyeron los respectivos períodos de derecho a retiro de los accionistas disidentes de cada sociedad. Ejercieron su derecho a retiro 26 accionistas por un total de 1.047.303 acciones de Compañía General de Electricidad S.A., 22 accionistas por un total de 140.010 acciones de CGE Distribución S.A., 10 accionistas por un total de 197.872 acciones de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y 2 accionistas de Empresa Eléctrica Atacama S.A. por 1.650 acciones. Que producto del factor de canje corresponden a 1.936.176 acciones de CGE.

Con fecha 31 de enero de 2018 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$37.555 producto de no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 53.670 acciones en cartera propia de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046.

Con fecha 9 de febrero de 2018 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$3.757.243 producto de no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 5.179.205 acciones en cartera propia de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046.

Con fecha 12 de febrero de 2018 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$2.375 producto de no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 3.395 acciones en cartera propia de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046.

Con fecha 31 de mayo de 2018, se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas, que aprobó la fusión por incorporación de Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 21.361.643 mediante la emisión de 31.001.032 nuevas acciones.

De acuerdo a lo anterior el capital suscrito y pagado al 30 de junio de 2018 asciende a M\$1.542.616.521.

25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2018 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.025.507.814, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

25.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2017, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 2 de \$ 15,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2017, por un total de M\$ 29.721.637.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 4 de octubre de 2017, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 3 de \$ 8,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 25 de octubre de 2017, por un total de M\$ 15.889.434.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 19 de abril de 2018, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 4 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2018, por un total de M\$ 39.820.938.

25.5.- Reservas.

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

25.5.1.- Reservas de conversión.

Este concepto refleja los resultados acumulados, por fluctuaciones de cambio, al convertir los estados financieros de subsidiarias cuya moneda funcional es distinta a la de presentación de Compañía General de Electricidad S.A. (pesos chilenos).

25.5.2.- Reservas de coberturas.

Se presentan en este rubro los movimientos en el valor justo de los instrumentos derivados de cobertura de flujos de caja medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

25.5.3.- Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos.

Corresponde a las variaciones de los valores actuariales de la provisión por beneficios definidos de empleados.

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de junio de 2018 asciende a M\$ 663.962 (M\$(29.965) 31 de diciembre de 2017), ambos netos de impuestos diferidos.

25.5.4.- Otras reservas.

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

25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Aplicación NIIF 9. (*)	(6.488.993)	
Utilidades (pérdidas) acumuladas	248.678.164	125.283.281
Dividendos mínimos de acuerdo a política		(37.861.365)
Dividendos provisorios		(15.889.434)
Resultado del período o ejercicio	62.282.295	179.105.263
Total	304.471.466	250.637.745

(*) Corresponde al efecto producto de la aplicación de la NIIF 9 por deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas. Este monto alcanzo a M\$6.488.993 a fecha de adopción de la norma.

El detalle de este efecto es el siguiente:

Efectos primera adopción NIIF 9	
Utilidades acumuladas al 31 de diciembre de 2017	250.637.745
Incremento deterioro deudores comerciales	(8.928.212)
Impuestos diferidos	2.410.617
Efecto de participación en ajuste NIIF 9 de subsidiarias, asociadas y control conjunto	28.602
Efecto aplicación NIIF 9	(6.488.993)
Saldo reexpresado por adopción de NIIF 9 al 1 de enero de 2018	244.148.752

25.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

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
			30-06-2018	31-12-2017	30-06-2018		31-12-2017	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	20.247.051	808.485	19.798.467	2.058.003
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	0,00000%	7,32083%		(284.736)	6.976.855	78.801
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	0,00000%	11,41607%		(46.135)	10.712.141	320.911
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	0,00000%	1,78285%				522.727
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	0,00000%	5,84091%		(15.094)	3.147.489	86.808
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,00000%	0,65635%				136.497
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,00000%	0,57355%				(34.296)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	563.927	24.635	577.947	77.638
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	0,00000%	1,59496%				(23.138)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	278.531	13.931	295.917	31.317
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.485.722	145.378	18.492.650	335.657
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	909	466	(401)	1.132
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	9		13	3
Total					39.576.149	646.930	60.001.078	3.592.060

25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante el periodo terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

En caso de existir dichas transacciones se contabilizan de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro "otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto".

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

Movimientos al 30 de junio de 2018.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2018	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			62.282.295			646.930			62.929.225
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	57.641		57.641			0	57.641	0	57.641
Total movimientos del período o ejercicio	57.641	0	57.641	0	0	0	57.641	0	57.641
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	10.045.678		10.045.678	214.524		214.524	10.260.202	0	10.260.202
Total movimientos del período o ejercicio	10.045.678	0	10.045.678	214.524	0	214.524	10.260.202	0	10.260.202
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	878.815	(244.819)	633.996	(257.591)	77.089	(180.502)	621.224	(167.730)	453.494
Total movimientos del período o ejercicio	878.815	(244.819)	633.996	(257.591)	77.089	(180.502)	621.224	(167.730)	453.494
Total movimientos del período o ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			73.019.610			680.952			73.700.562

Movimientos al 30 de junio de 2017.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2017	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			43.641.631			2.150.425			45.792.056
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(2.032.836)		(2.032.836)	88.564		88.564	(1.944.272)	0	(1.944.272)
Total movimientos del período o ejercicio	(2.032.836)	0	(2.032.836)	88.564	0	88.564	(1.944.272)	0	(1.944.272)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.314.561)	354.932	(959.629)	(914.464)	246.905	(667.559)	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.314.561)	354.932	(959.629)	(914.464)	246.905	(667.559)	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)
Total movimientos del período o ejercicio	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total resultado integral			40.649.166			1.571.430			42.220.596

26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	716.868.995	765.905.412	356.403.647	378.981.855
Venta de energía.	703.518.949	745.955.707	348.887.904	368.508.255
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	13.350.046	19.949.705	7.515.743	10.473.600
Prestaciones de servicios	105.722.415	103.492.829	53.032.995	55.946.987
Recargos regulados, peajes y transmisión.	63.853.105	65.662.920	32.926.674	32.704.567
Arriendo de equipos de medida.	2.892.325	2.095.323	1.403.899	1.021.081
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	3.763.381	2.013.737	1.668.407	999.294
Apoyos en postación.	731.194	777.989	335.512	375.227
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	29.571.700	30.025.105	14.369.443	19.217.256
Servicios de televisión por cable	2.432.724	2.469.323	1.185.373	1.235.549
Otras prestaciones	2.477.986	448.432	1.143.687	394.013
Total	822.591.410	869.398.241	409.436.642	434.928.842

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017.

26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	120.030	220.741	29.886	111.891
Otros ingresos de operación.	143.211	244.501	72.300	143.256
Total	263.241	465.242	102.186	255.147

27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 que se adjunta, se descomponen como se indica en 27.1, 27.2, 27.3 y 27.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	693.997.992	719.791.736	342.047.744	359.765.744
Costo de administración.	60.948.099	67.268.420	28.452.389	33.588.973
Otros gastos por función.	4.139.680	4.239.215	1.750.516	2.105.593
Total	759.085.771	791.299.371	372.250.649	395.460.310

27.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	565.358.165	600.550.539	278.122.932	292.641.623
Compra de gas.	5.635.532	5.307.947	3.011.687	3.959.419
Gastos de personal.	42.671.679	48.453.734	21.280.408	26.138.646
Gastos de operación y mantenimiento.	57.494.975	51.040.842	24.128.859	26.957.499
Gastos de administración.	52.590.268	50.922.212	27.672.629	28.014.809
Costos de mercadotecnia.	11.558	387.077	6.838	218.318
Depreciación.	31.058.473	29.186.032	15.614.740	14.610.205
Amortización.	2.451.156	3.400.101	1.304.360	1.701.664
Otros gastos varios de operación.	1.813.965	2.050.887	1.108.196	1.218.127
Total	759.085.771	791.299.371	372.250.649	395.460.310

27.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	38.831.407	43.425.057	19.405.849	23.418.311
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.917.336	2.902.486	1.372.158	1.223.613
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	304.861	832.776	112.664	619.032
Beneficios por terminación.	555.214	1.229.688	347.989	841.000
Otros gastos de personal.	62.861	63.727	41.748	36.690
Total	42.671.679	48.453.734	21.280.408	26.138.646

27.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	29.582.786	28.409.983	14.887.815	14.231.839
Gasto de administración.	1.475.687	776.049	726.925	378.366
Otras ganancias (pérdidas).	4.064.706	3.393.733	1.343.224	2.504.786
Total depreciación	35.123.179	32.579.765	16.957.964	17.114.991
Amortización				
Costo de ventas.	2.426.512	3.368.010	1.292.014	1.697.622
Gasto de administración.	24.644	32.091	12.346	4.042
Total amortización	2.451.156	3.400.101	1.304.360	1.701.664
Total	37.574.335	35.979.866	18.262.324	18.816.655

27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(4.064.706)	(3.393.733)	(1.343.224)	(2.504.786)
Venta de chatarra.	186.419	350.111	179.830	341.355
Venta de propiedades, planta y equipo.	104.126	88.615	2.741	98.907
Venta de intangibles	73.995		73.995	
Juicios o arbitrajes.	(4.857.828)	(3.562.806)	(1.708.842)	(3.292.897)
Remuneraciones del directorio.	(43.296)	(36.788)	(24.789)	(16.615)
Remuneraciones comité de directores.	(43.983)	(47.622)	(15.796)	(17.636)
Participación comité de directores	(2.586)	(3.438)	(2.586)	(1.103)
Indemnizaciones percibidas	4.196.906		4.196.906	
Otras (pérdidas) ganancias.	(101.716)	1.823.448	(514.902)	1.751.998
Aportes de terceros para financiar obras propias	2.928.610	2.332.158	1.811.938	1.392.691
Total	(1.624.059)	(2.450.055)	2.655.271	(2.248.086)

28.- 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 períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2018	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	2.700.791	3.754.767	1.656.595	3.006.862
Ingresos por otros activos financieros.	1.538.042	348.020	1.441.290	101.177
Otros ingresos financieros.	62.240	231.141	29.206	147.200
Total ingresos financieros	4.301.073	4.333.928	3.127.091	3.255.239
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(16.883.477)	(17.342.542)	(7.951.684)	(8.266.652)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(8.958.901)	(8.782.228)	(4.508.425)	(4.429.224)
Gastos por valoración derivados financieros.	(4.284.969)		(4.284.969)	
Otros gastos.	(2.257.115)	(3.926.938)	(1.287.892)	(3.508.668)
Total costos financieros	(32.384.462)	(30.051.708)	(18.032.970)	(16.204.544)
Total diferencias de cambio (*)	(1.005.134)	(185.269)	(811.273)	(48.205)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(3.656.706)	(5.326.867)	(904.598)	(3.309.742)
Total	(32.745.229)	(31.229.916)	(16.621.750)	(16.307.252)

28.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	667	(7.640)	12.931	(3.994)
Otros activos financieros.	(64.323)		(64.323)	
Otros activos no financieros.		(12.244)		(6.852)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.		6		1.882
Inventarios.		(3.757)		(9.074)
Total diferencias de cambio por activos	(63.656)	(23.635)	(51.392)	(18.038)
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(825.478)	(197.691)	(763.718)	(107.918)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(116.000)	36.057	3.837	77.751
Total diferencias de cambio por pasivos	(941.478)	(161.634)	(759.881)	(30.167)
Total diferencia de cambios neta	(1.005.134)	(185.269)	(811.273)	(48.205)

28.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	1.589.520	3.270	1.590.018	3.319
Otros activos no financieros.	360	61.560	(4.048)	(80.511)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	45.818	1.665	48.012	(8.000)
Activos por impuestos.	925.104	98.736	788.585	87.322
Total unidades de reajuste por activos	2.560.802	165.231	2.422.567	2.130
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(6.182.799)	(5.471.344)	(3.298.504)	(3.299.783)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(17.575)	(11.830)	(14.668)	(3.806)
Pasivos por impuestos.	217	(7.610)	217	(7.610)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(513)	(1.311)	72	(672)
Otros pasivos no financieros.	(16.838)	(3)	(14.282)	(1)
Total unidades de reajuste por pasivos	(6.217.508)	(5.492.098)	(3.327.165)	(3.311.872)
Total unidades de reajuste neto	(3.656.706)	(5.326.867)	(904.598)	(3.309.742)

29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 30 de junio de 2018 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 27 %, 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 2017, esta se encuentra calculada con una tasa del 25,5%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades, además de establecer tasas diferenciadas dependiendo del régimen al que se acoja la sociedad. A contar del año 2018, los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 27% a contar del año 2018.

Las sociedades anónimas deberán tributar en base al sistema de tributación parcialmente integrado, por lo que la tasa impositiva a la renta a utilizar el año 2018 en adelante, será de un 27%.

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

Durante los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 27.762.954 y un cargo por M\$6.564.525, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(5.884.409)	(7.225.596)	(1.752.174)	(2.913.237)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(806.122)	69.508	(666.994)	69.508
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(6.690.531)	(7.156.088)	(2.419.168)	(2.843.729)
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	34.421.767	575.617	30.145.051	(1.033.373)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	31.718	15.946	22.534	8.952
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	34.453.485	591.563	30.167.585	(1.024.421)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	27.762.954	(6.564.525)	27.748.417	(3.868.150)

De acuerdo a lo descrito en la Nota 1, con fecha 31 de mayo de 2018 fueron fusionadas Empresa Eléctrica de Arica S.A. Empresa eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. de acuerdo a proceso de reorganización empresarial en Compañía General de Electricidad S.A.

Lo anterior generó un abono a resultados producto de la diferencia entre el capital propio de cada compañía fusionada con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha de cada fusión por un monto de M\$ 31.863.573, por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2018 30-06-2018	01-01-2017 30-06-2017	01-04-2018 30-06-2018	01-04-2017 30-06-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(727.469)	(1.579.472)	(153.691)	(1.123.785)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(5.963.062)	(5.576.616)	(2.265.477)	(1.719.944)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(6.690.531)	(7.156.088)	(2.419.168)	(2.843.729)
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	149.576	596.671	234.571	561.013
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	34.303.909	(5.108)	29.933.014	(1.585.434)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	34.453.485	591.563	30.167.585	(1.024.421)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	27.762.954	(6.564.525)	27.748.417	(3.868.150)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2018	01-01-2018	01-01-2017	01-01-2017	01-04-2018	01-04-2018	01-04-2017	01-04-2017
	30-06-2018	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2017	30-06-2018	30-06-2018	30-06-2017	30-06-2017
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	35.166.271		52.356.581		25.152.105		26.049.714	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(9.494.893)	27,0%	(13.350.928)	25,5%	(6.791.068)	27,0%	(6.642.677)	25,5%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	25.713	-0,1%	(104.472)	0,2%	(92.251)	0,4%	(481.099)	1,9%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	5.002.012	-14,2%	8.209.920	-15,7%	2.602.700	-10,4%	4.086.997	-15,7%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	21.529	-0,1%	(1.293.700)	2,5%	980.331	-3,9%	(1.197.184)	4,6%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	1.190.672	-3,4%	186.731	-0,4%	357.093	-1,4%	497.547	-1,9%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0	0,0%	71.461	-0,1%	0	0,0%	71.461	-0,3%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	31.017.921	-88,2%	(283.537)	0,5%	30.691.612	-122,0%	(203.195)	0,8%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	37.257.847	-105,9%	6.786.403	-13,0%	34.539.485	-137,3%	2.774.527	-10,6%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	27.762.954	-78,9%	(6.564.525)	12,5%	27.748.417	-110,3%	(3.868.150)	14,9%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2018			01-01-2017			01-04-2018			01-04-2017		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo.	57.641		57.641			0	433.804		433.804			0
Diferencia de cambio por conversión.	(10.451.150)		(10.451.150)	(1.944.272)		(1.944.272)	(6.527.745)		(6.527.745)	(1.358.769)		(1.358.769)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	621.224	(167.730)	453.494	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)	537.886	(145.229)	392.657	(23.443)	6.329	(17.114)
Total		(167.730)		601.837			(145.229)		6.329			

30.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad 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	01-01-2018	01-01-2017
	30-06-2018	30-06-2017
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	62.282.295	43.641.631
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	30,75	21,87
Cantidad de acciones	2.025.507.814	1.995.317.064

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

31.- INFORMACION POR SEGMENTO.

31.1.- Criterios de segmentación.

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

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

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica. En relación con las características del negocio de dichos segmentos (ver nota 2). A raíz del proceso de restructuración societaria que ha enfrentado el Grupo CGE en los últimos años, la administración está trabajando en una nueva manera de presentar esta nota de segmentos a partir de los estados financieros del 31 de diciembre de 2018.

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los períodos terminados al 30 de junio de 2018 y 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

31.2.- Cuadros patrimoniales.

31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes al efectivo.	2.370.391	7.392.730	702.355	716.188		(890.746)	3.072.746	7.218.172
Otros activos financieros.	1.589.520						1.589.520	0
Otros activos no financieros.	5.565.143	2.096.193	1.325.081	26.373			6.890.224	2.122.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	424.122.566	436.608.155	6.257.814	6.808.511		483.812	430.380.380	443.900.478
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	42.683.067	64.589.213	16.662.057	21.635.660	(46.504.421)	(82.489.114)	12.840.703	3.735.759
Inventarios.	2.542.533	3.295.316	25.302.589	26.793.183			27.845.122	30.088.499
Activos por impuestos.	24.269.347	41.747.196	720.210	556.354	(974.497)	(3.498.840)	24.015.060	38.804.710
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	503.142.567	555.728.803	50.970.106	56.536.269	(47.478.918)	(86.394.888)	506.633.755	525.870.184
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	653.435	653.435					653.435	653.435
Total activos corrientes	503.796.002	556.382.238	50.970.106	56.536.269	(47.478.918)	(86.394.888)	507.287.190	526.523.619
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros.	175.001	175.001					175.001	175.001
Otros activos no financieros.	40.090	40.090					40.090	40.090
Cuentas por cobrar.	17.948.835	16.875.339	2.338.555	859.555			20.287.390	17.734.894
Inventario.			996.293	1.144.803	16.746	1.278	1.013.039	1.146.081
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	5.647.892	20.007.000			(5.647.892)	(20.007.000)	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	199.983.089	426.291.838			(188.780.164)	(410.424.601)	11.202.925	15.867.237
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	875.550.669	852.994.456	27.559.139	28.264.649			903.109.808	881.259.105
Plusvalía.	218.067.233	218.067.233					218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	1.774.698.338	1.733.547.464	49.914.446	50.897.240			1.824.612.784	1.784.444.704
Propiedad de inversión.	6.170.241	6.170.240	3.558.955	3.558.955	(1)		9.729.195	9.729.195
Activos por impuestos diferidos.	1.918.557	2.583.536	5.413.135	6.036.411			7.331.692	8.619.947
Total activos no corrientes	3.100.199.945	3.276.752.197	89.780.523	90.761.613	(194.411.311)	(430.430.323)	2.995.569.157	2.937.083.487
TOTAL ACTIVOS	3.603.995.947	3.833.134.435	140.750.629	147.297.882	(241.890.229)	(516.825.211)	3.502.856.347	3.463.607.106

31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	194.913.152	306.633.574		4.070.557			194.913.152	310.704.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	281.239.906	276.921.580	13.411.609	15.014.302	21.580	(450.223)	294.673.095	291.485.659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	83.541.070	112.991.673	12.329.335	17.343.398	(46.526.001)	(82.445.825)	49.344.404	47.889.246
Otras provisiones.	18.194.992	21.042.330	1.149.769	1.010.644			19.344.761	22.052.974
Pasivos por impuestos.	970.486	3.141.265	4.011	357.575	(974.497)	(3.498.840)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	11.345	16.569					11.345	16.569
Otros pasivos no financieros.	8.742.180	4.600.398	2.860.958	2.790.554			11.603.138	7.390.952
Total pasivos corrientes	587.613.131	725.347.389	29.755.682	40.587.030	(47.478.918)	(86.394.888)	569.889.895	679.539.531
PASIVOS NO CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	941.933.463	825.608.903	10.902	11.754			941.944.365	825.620.657
Cuentas por pagar.	313.155	202.044					313.155	202.044
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	50.623.801	45.217.350		20.007.000	(5.647.892)	(20.007.000)	44.975.909	45.217.350
Otras provisiones.	919.084	1.027.092					919.084	1.027.092
Pasivo por impuestos diferidos.	113.520.493	143.090.057	1.614.819	1.424.241			115.135.312	144.514.298
Provisiones por beneficios a los empleados.	29.874.149	30.883.268	1.744.503	1.764.098			31.618.652	32.647.366
Otros pasivos no financieros.	15.552.773	15.515.147					15.552.773	15.515.147
Total pasivos no corrientes	1.152.736.918	1.061.543.861	3.370.224	23.207.093	(5.647.892)	(20.007.000)	1.150.459.250	1.064.743.954
TOTAL PASIVOS	1.740.350.049	1.786.891.250	33.125.906	63.794.123	(53.126.810)	(106.401.888)	1.720.349.145	1.744.283.485
PATRIMONIO								
Capital emitido.	1.665.633.175	1.681.478.535	136.528.883	111.528.883	(259.545.537)	(267.955.367)	1.542.616.521	1.525.052.051
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	319.204.929	422.406.001	(42.021.684)	(41.200.854)	27.288.221	(130.567.402)	304.471.466	250.637.745
Primas de emisión.		356.145	954	954	(954)	(357.099)	0	0
Acciones propias en cartera.	(2.644.593)	(4.950.658)					(2.644.593)	(4.950.658)
Otras reservas.	(157.767.060)	(101.526.420)	12.551.009	12.595.587	43.703.710	(22.485.762)	(101.512.341)	(111.416.595)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.824.426.451	1.997.763.603	107.059.162	82.924.570	(188.554.560)	(421.365.630)	1.742.931.053	1.659.322.543
Participaciones no controladoras.	39.219.447	48.479.582	565.561	579.189	(208.859)	10.942.307	39.576.149	60.001.078
Total patrimonio	1.863.645.898	2.046.243.185	107.624.723	83.503.759	(188.763.419)	(410.423.323)	1.782.507.202	1.719.323.621
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	3.603.995.947	3.833.134.435	140.750.629	147.297.882	(241.890.229)	(516.825.211)	3.502.856.347	3.463.607.106

31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico				Servicios			
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	808.047.665	848.297.771	401.245.344	423.579.249	39.933.365	50.047.058	20.573.578
Costo de ventas	(674.110.101)	(689.785.421)	(329.442.451)	(343.427.477)	(26.659.211)	(39.972.749)	(16.415.959)	(21.800.961)
Ganancia bruta	133.937.564	158.512.350	71.802.893	80.151.772	13.274.154	10.074.309	4.157.619	5.890.507
Otros ingresos, por función.	844.531	4.047.716	422.223	2.053.426	4.385		4.385	
Gasto de administración.	(73.374.885)	(85.950.288)	(35.036.188)	(44.749.709)	(6.777.189)	(3.880.760)	(2.312.237)	(1.516.724)
Otros gastos, por función.	(4.139.680)	(4.239.215)	(1.750.516)	(2.105.593)				
Otras ganancias (pérdidas).	(2.041.478)	(2.649.765)	2.475.377	(2.391.308)	417.419	199.710	179.894	143.222
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	55.226.052	69.720.798	37.913.789	32.958.588	6.918.769	6.393.259	2.029.661	4.517.005
Ingresos financieros.	5.432.985	4.874.402	3.601.545	2.159.617	251.888	491.584	127.844	207.249
Costos financieros.	(33.063.052)	(30.118.001)	(18.405.374)	(14.756.328)	(705.210)	(965.765)	(229.894)	(559.843)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13.567.034	43.073.625	220.542	24.133.704				
Diferencias de cambio.	(909.636)	(209.398)	(809.865)	(79.264)	(95.498)	24.129	(1.408)	31.081
Resultados por unidades de reajuste.	(3.724.025)	(5.348.395)	(956.559)	(3.320.570)	67.319	21.528	51.961	10.828
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	36.529.358	81.993.031	21.564.078	41.095.747	6.437.268	5.964.735	1.978.164	4.206.320
Gasto por impuestos a las ganancias.	29.082.572	(5.440.316)	28.042.225	(3.045.369)	(1.319.618)	(1.124.209)	(293.808)	(822.781)
Ganancia (pérdida)	65.611.930	76.552.715	49.606.303	38.050.378	5.117.650	4.840.526	1.684.356	3.383.539
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	64.627.732	74.601.389	49.073.824	37.058.000	5.092.894	4.824.692	1.671.126	3.370.383
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	984.198	1.951.326	532.479	992.378	24.756	15.834	13.230	13.156
Ganancia (pérdida)	65.611.930	76.552.715	49.606.303	38.050.378	5.117.650	4.840.526	1.684.356	3.383.539
Depreciación	29.953.153	27.857.203	15.068.512	13.954.359	1.105.320	1.328.829	546.228	655.846
Amortización	318.864	456.583	125.400	213.919	2.132.292	2.943.518	1.178.960	1.487.745
EBITDA	87.539.547	100.684.349	50.632.324	49.518.174	9.738.962	10.465.896	3.574.955	6.517.374

31.3.- Cuadros de resultados por segmentos. (Continuación)

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	(25.389.620)	(28.946.588)	(12.382.280)	(16.341.875)	822.591.410	869.398.241	409.436.642
Costo de ventas	6.771.320	9.966.434	3.810.666	5.462.694	(693.997.992)	(719.791.736)	(342.047.744)	(359.765.744)
Ganancia bruta	(18.618.300)	(18.980.154)	(8.571.614)	(10.879.181)	128.593.418	149.606.505	67.388.898	75.163.098
Otros ingresos, por función.	(585.675)	(3.582.474)	(324.422)	(1.798.279)	263.241	465.242	102.186	255.147
Gasto de administración.	19.203.975	22.562.628	8.896.036	12.677.460	(60.948.099)	(67.268.420)	(28.452.389)	(33.588.973)
Otros gastos, por función.					(4.139.680)	(4.239.215)	(1.750.516)	(2.105.593)
Otras ganancias (pérdidas).					(1.624.059)	(2.450.055)	2.655.271	(2.248.086)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	0	0	0	0	62.144.821	76.114.057	39.943.450	37.475.593
Ingresos financieros.	(1.383.800)	(1.032.058)	(602.298)	888.373	4.301.073	4.333.928	3.127.091	3.255.239
Costos financieros.	1.383.800	1.032.058	602.298	(888.373)	(32.384.462)	(30.051.708)	(18.032.970)	(16.204.544)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(7.800.355)	(35.601.185)	1.609.863	(19.252.331)	5.766.679	7.472.440	1.830.405	4.881.373
Diferencias de cambio.				(22)	(1.005.134)	(185.269)	(811.273)	(48.205)
Resultados por unidades de reajuste.					(3.656.706)	(5.326.867)	(904.598)	(3.309.742)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(7.800.355)	(35.601.185)	1.609.863	(19.252.353)	35.166.271	52.356.581	25.152.105	26.049.714
Gasto por impuestos a las ganancias.	0		0		27.762.954	(6.564.525)	27.748.417	(3.868.150)
Ganancia (pérdida)	(7.800.355)	(35.601.185)	1.609.863	(19.252.353)	62.929.225	45.792.056	52.900.522	22.181.564
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(7.438.331)	(35.784.450)	2.134.351	(19.335.492)	62.282.295	43.641.631	52.879.301	21.092.891
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	(362.024)	183.265	(524.488)	83.139	646.930	2.150.425	21.221	1.088.673
Ganancia (pérdida)	(7.800.355)	(35.601.185)	1.609.863	(19.252.353)	62.929.225	45.792.056	52.900.522	22.181.564
Depreciación					31.058.473	29.186.032	15.614.740	14.610.205
Amortización					2.451.156	3.400.101	1.304.360	1.701.664
EBITDA	0	0	0	0	97.278.509	111.150.245	54.207.279	56.035.548

31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile				Argentina				Consolidado			
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2018 30-06-2018 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	772.954.558	825.428.670	387.424.757	412.184.937	49.636.852	43.969.571	22.011.885	22.743.905	822.591.410	869.398.241	409.436.642

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile		Argentina		Consolidado	
	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$	30-06-2018 M\$	31-12-2017 M\$
	Activos no corrientes distintos de instrumentos financieros, activos por impuestos diferidos, activos por beneficios post empleo, y derechos que surgen de contratos de seguro					
Otros activos no financieros.	40.090	40.090			40.090	40.090
Cuentas por cobrar.	19.712.751	16.874.647	574.639	860.247	20.287.390	17.734.894
Inventario.	1.013.039	1.146.081			1.013.039	1.146.081
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	470.416	659.737	10.732.509	15.207.500	11.202.925	15.867.237
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	851.619.574	850.973.285	23.116.146	30.285.820	874.735.720	881.259.105
Plusvalía.	218.067.233	218.067.233			218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	1.824.612.784	1.784.444.704			1.824.612.784	1.784.444.704
Propiedad de inversión.	9.729.195	9.729.195			9.729.195	9.729.195

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2018 30-06-2018 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	143.207.449	115.884.339	6.362.481	(25.736.671)	14.841.911	(15.750.095)	164.411.841
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(107.034.058)	(234.367.098)	5.105.294	(3.671.199)	7.271.712	149.909.420	(94.657.052)	(88.128.877)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(40.215.357)	23.368.253	(11.481.766)	29.759.189	(21.222.877)	(134.023.241)	(72.920.000)	(80.895.799)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(4.041.966)	(95.114.506)	(13.991)	351.319	890.746	136.084	(3.165.211)	(94.627.103)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(980.373)	(96.454)	158	(7.633)			(980.215)	(104.087)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(5.022.339)	(95.210.960)	(13.833)	343.686	890.746	136.084	(4.145.426)	(94.731.190)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	7.392.730	108.471.476	716.188	614.634	(890.746)	(136.084)	7.218.172	108.950.026
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	2.370.391	13.260.516	702.355	958.320	0	0	3.072.746	14.218.836

32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de junio de 2018.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-06-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.134.182	1.134.182		1.134.182				0	1.134.182
Activos corrientes	AR \$	57.864.210	2.162.983	30.091.885	32.254.868	574.639		25.034.703	25.609.342	57.864.210
Activos corrientes	EUR \$	7.543	7.543		7.543				0	7.543
Total activos en moneda extranjera	M/e	59.005.935	3.304.708	30.091.885	33.396.593	574.639	0	25.034.703	25.609.342	59.005.935
Pasivos corrientes	US \$	769.738	769.738		769.738				0	769.738
Pasivos corrientes	AR \$	47.236.135	23.815.666	9.639.197	33.454.863	12.521.570		1.259.702	13.781.272	47.236.135
Pasivos corrientes	EUR \$	3.254	3.254		3.254				0	3.254
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	48.009.127	24.588.658	9.639.197	34.227.855	12.521.570	0	1.259.702	13.781.272	48.009.127

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.137.995	1.137.995		1.137.995				0	1.137.995
Activos corrientes	AR \$	76.685.926	17.008.232	25.948.091	42.956.323	860.247		32.869.356	33.729.603	76.685.926
Activos corrientes	EUR \$	30.847	30.847		30.847				0	30.847
Total activos en moneda extranjera	M/e	77.854.768	18.177.074	25.948.091	44.125.165	860.247	0	32.869.356	33.729.603	77.854.768
Pasivos corrientes	US \$	514.131	514.131		514.131				0	514.131
Pasivos corrientes	AR \$	58.390.972	31.797.686	12.474.252	44.271.938	12.529.931		1.589.103	14.119.034	58.390.972
Pasivos corrientes	EUR \$	5.453	5.453		5.453				0	5.453
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	58.910.556	32.317.270	12.474.252	44.791.522	12.529.931	0	1.589.103	14.119.034	58.910.556

32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de junio de 2018.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-06-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	749.312	749.312		749.312				0	749.312
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	623.067	623.067		623.067				0	623.067
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	614	614		614				0	614
Otros activos no financieros.	AR \$	1.664.787	1.539.302	125.485	1.664.787				0	1.664.787
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	27.872.271		27.872.271	27.872.271				0	27.872.271
Inventarios.	US \$	384.870	384.870		384.870				0	384.870
Inventarios.	AR \$	2.094.129		2.094.129	2.094.129				0	2.094.129
Inventarios.	EUR \$	7.543	7.543		7.543				0	7.543
Derechos por cobrar.	AR \$	574.639			0	574.639			574.639	574.639
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	23.116.146			0			23.116.146	23.116.146	23.116.146
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.918.557			0			1.918.557	1.918.557	1.918.557
Total activos en moneda extranjera	M/e	59.005.935	3.304.708	30.091.885	33.396.593	574.639	0	25.034.703	25.609.342	59.005.935

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	758.951	758.951		758.951				0	758.951
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	3.108.286	3.108.286		3.108.286				0	3.108.286
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	662	662		662				0	662
Otros activos no financieros.	AR \$	626.329	500.844	125.485	626.329				0	626.329
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	36.837.093	13.398.440	23.438.653	36.837.093				0	36.837.093
Inventarios.	US \$	379.044	379.044		379.044				0	379.044
Inventarios.	AR \$	2.383.953		2.383.953	2.383.953				0	2.383.953
Inventarios.	EUR \$	30.847	30.847		30.847				0	30.847
Derechos por cobrar.	AR \$	860.247			0	860.247			860.247	860.247
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	30.285.820			0			30.285.820	30.285.820	30.285.820
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.583.536			0			2.583.536	2.583.536	2.583.536
Total activos en moneda extranjera	M/e	77.854.768	18.177.074	25.948.091	44.125.165	860.247	0	32.869.356	33.729.603	77.854.768

32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de junio de 2018.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 30-06-2018 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	8.628.820		8.628.820	8.628.820				0	8.628.820
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	769.738	769.738		769.738				0	769.738
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	23.815.666	23.815.666		23.815.666				0	23.815.666
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	3.254	3.254		3.254				0	3.254
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.009.922		1.009.922	1.009.922				0	1.009.922
Pasivos financieros.	AR \$	11.876.388			0	11.876.388			11.876.388	11.876.388
Otras provisiones	AR \$	645.182			0	645.182			645.182	645.182
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.259.702			0			1.259.702	1.259.702	1.259.702
Otros pasivos no financieros.	AR \$	455		455	455				0	455
Total pasivos en moneda extranjera		48.009.127	24.588.658	9.639.197	34.227.855	12.521.570	0	1.259.702	13.781.272	48.009.127

Saldos al 31 de diciembre de 2017.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	11.835.620		11.835.620	11.835.620				0	11.835.620
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	514.131	514.131		514.131				0	514.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	31.797.686	31.797.686		31.797.686				0	31.797.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	5.453	5.453		5.453				0	5.453
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	638.195		638.195	638.195				0	638.195
Pasivos financieros.	AR \$	11.848.327			0	11.848.327			11.848.327	11.848.327
Otras provisiones	AR \$	681.604			0	681.604			681.604	681.604
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.589.103			0			1.589.103	1.589.103	1.589.103
Otros pasivos no financieros.	AR \$	437		437	437				0	437
Total pasivos en moneda extranjera		58.910.556	32.317.270	12.474.252	44.791.522	12.529.931	0	1.589.103	14.119.034	58.910.556

33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

33.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

33.1.1.-	Nombre del Juicio:	“Yampara Ortiga y Otros con Emelari y Otros”
	Fecha:	1 de abril de 2011.
	Tribunal:	6° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	27.343-2011
	Materia:	Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
	Cuantía:	M\$ 808.900.
	Estado:	Con fecha 20 de marzo de 2015, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda respecto de Emelari, acogiéndola solo respecto del demandado Manuel Palza Bravo, fijando un monto de indemnización de M\$ 150.000. Con fecha 5 de mayo de 2015, dicho demandado presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido, condenando solidariamente a los demandados por la cantidad de M\$280.000. Con fecha 6 de marzo de 2017, se presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

33.1.2.-	Nombre del juicio:	“Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con EMELAT”.
	Fecha:	14 de octubre de 2011
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Copiapó.
	Rol N°:	4281-2011.
	Materia:	Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.
	Cuantía:	M\$177.700
	Estado:	Etapas de prueba finalizada con diligencias pendientes.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica Atacama S.A. como demandante:

33.1.3.-	Nombre del juicio:	"EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN".
	Fecha de inicio:	29 de enero de 2015.
	Tribunal:	4° 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:	Etapas de prueba finalizada con diligencias pendientes.

CGE como sucesora legal de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

- 33.1.4.- Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".
Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Con fecha 13 de junio de 2018, se acogió la demanda por M\$40.000, encontrándose pendiente la notificación de la sentencia.
- 33.1.5.- 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 (conyugue).
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Con fecha 28 de agosto de 2017, se condenó a la demandada al pago de M\$80.000, Con fecha 16 de octubre de 2017, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.6.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 20 de julio de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de La Serena.
Rol N°: 2403-2016
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 852.009.
Estado: Con fecha 12 de enero de 2018, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.7.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de agosto de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de La Serena.
Rol N°: 2404-2016
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 192.020.
Estado: Con fecha 12 de enero de 2018, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.8.- Nombre del Juicio: "Bauer con CONAFE".
Fecha inicio: 18 de enero de 2017.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 4702-2016
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en el predio de la demandante.

- Cuantía: M\$ 179.000.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.9.- Nombre del Juicio: "Sernac con CONAFE".
Fecha inicio: 11 de septiembre de 2017.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 3070-2017
Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de los temporales de junio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.10.- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".
Fecha inicio: 17 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol N°: 1589-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico (hijos).
Cuantía: 400.000.
Estado: Etapa de discusión.

CGE como sucesora legal de CGE Distribución S.A.:

- 33.1.11.- Nombre del Juicio: "Chilena Consolidada con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de abril de 2015.
Tribunal: 19° juzgado de Civil de Santiago.
Rol N°: 3.227-2015.
Materia: Acción de cobro de la indemnización pagada al asegurado Indura S.A. como consecuencia de un contrato de seguro por un corte total de suministro de fecha 24 de septiembre de 2011.
Cuantía: MUS\$546.
Estado: Con fecha 28 de febrero de 2018, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente la notificación de la sentencia a la parte demandante.
- 33.1.12.- Nombre del Juicio: "Sanhueza con Municipalidad de Hualqui y CGE Distribución S.A."
Fecha: 8 de septiembre de 2016.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Concepción.
Rol N°: 4098-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico que provocó el fallecimiento de una persona.
Cuantía: M\$1.500.000.
Estado: Con fecha 2 de septiembre de 2017, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 25 de septiembre de 2017, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.1.13.- Nombre del Juicio: "Soc. Agrícola Santa Elba con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de octubre de 2016.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 22.696-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Codehua.
Cuantía: M\$ 573.000.
Estado: Con fecha 7 de marzo de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 28 de marzo de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 33.1.15.- Nombre del Juicio: "Grasco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 31 de enero de 2017.
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31.376-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuestas variaciones de voltaje en industria de la demandante.
Cuantía: M\$ 657.151.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.15- Nombre del Juicio: "Alliende con CGE Distribución S.A. ."
Fecha: 7 de marzo de 2017.
Tribunal: Juzgado de Letras de Litueche.
Rol N°: 14-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en comuna de Navidad.
Cuantía: M\$ 378.400.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.16- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 6 de junio de 2017.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 811-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 4.338.530.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.17- Nombre del Juicio: "Espinoza con CGE Distribución S.A. "
Fecha: 07 de marzo de 2017.
Tribunal: Juzgado de Peralillo.
Rol N°: 81-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 2.393.800.
Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 33.1.18- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGE Distribución S.A."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado de letras de Santa Cruz.
Rol N°: 1348-2017.

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 19.338.938.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
33.1.19-	Nombre del Juicio:	“Undurraga con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	23 de enero de 2018.
	Tribunal:	12° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	126-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 295.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.20-	Nombre del Juicio:	“Salgado con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	2 de enero de 2018.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	36565-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 161.330.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.21-	Nombre del Juicio:	“(Oyarzun) Hidalgo con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	3 de enero de 2018.
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	20-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 5.269.849.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.22-	Nombre del Juicio:	“Díaz Piña Silvia con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	4 de enero de 2018.
	Tribunal:	14° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	127-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 166.330.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.23-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Agrícola Manuel Vargas Pino e Hijos Ltda. con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	19 de diciembre de 2017.
	Tribunal:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	36571-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 1.918.500.
	Estado:	Etapa de discusión.

- 33.1.24- Nombre del Juicio: "Amunátegui Forster con CGE Distribución S.A."
Fecha: 22 de enero de 2018.
Tribunal: 29° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 2354-2018.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 1.515.100.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.25- Nombre del Juicio: "Cabello con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de diciembre de 2017.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 36570-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 280.238.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.26- Nombre del Juicio: "Soto con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de diciembre de 2017.
Tribunal: 30° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 36579-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 2.241.870.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.27- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola la Palmilla de Pumanque y otros con CGE Distribución S.A."
Fecha: 22 de mayo de 2018.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 267-2018.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 1.971.439.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.28- Nombre del Juicio: "Elaboración y Comercio de Madera y otros con CGE Distribución S.A."
Fecha: 16 de abril de 2018.
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 6815-2018.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
Cuantía: M\$ 2.012.042.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.29- Nombre del Juicio: "María de la Paz Barahona con CGE Distribución S.A."
Fecha: 24 de mayo de 2018.
Tribunal: 14° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 8866-2018.

	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 1.632.466.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.30-	Nombre del Juicio:	“Amunategui y otros con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	8 de mayo de 2018.
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	8918-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona.
	Cuantía:	M\$ 10.662.200.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.31-	Nombre del Juicio:	“Agrícola El Carrizal con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	20 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	Juzgado Letras de Santa Cruz.
	Rol N°:	1349-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 1.769.569.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.32-	Nombre del Juicio:	“Riveros Cabello Luis con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	5 de enero de 2018.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	129-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 557.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.33-	Nombre del Juicio:	“Cabello Vidal con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	4 de enero de 2018.
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	2358-2018.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.
	Cuantía:	M\$ 252.238.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.34-	Nombre del Juicio:	“Echaurreny otros con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	2 de agosto de 2017.
	Tribunal:	23° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	19313-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes, comuna de Curepto.
	Cuantía:	M\$ 242.696.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.35-	Nombre del Juicio:	“Vergara y otros con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	2 de agosto de 2017.

	Tribunal:	14° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	19320-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta Los Elefantes.
	Cuantía:	M\$ 366.055.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.36-	Nombre del Juicio:	“Sunenergreen con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	20 de julio de 2017.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	9598-2017.
	Materia:	Demanda por indemnización de perjuicios extracontractuales presentada por un Pequeño Medio de Generación Distribuido supuestamente afectado en su etapa previa a la conexión del servicio eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 2.300.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
33.1.37-	Nombre del Juicio:	“Palomino y otros con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	20 de julio de 2017.
	Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	18528-2016.
	Materia:	Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por Efectos del Temporal de fecha 2 de abril de 2016 en la comuna de Talagante.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Con fecha 25 de abril de 2018, los demandantes presentaron un desistimiento de la demanda, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.38-	Nombre del Juicio:	“Lobos con CGE Distribución S.A. y Aescor”
	Fecha:	27 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	2° Juzgado de Letras de San Fernando.
	Rol N°:	1204-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 220.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizadas.
33.1.39-	Nombre del Juicio:	“Valdes con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	1 de agosto de 2017.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	3279-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por eventuales deficiencias en suministro eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 800.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.40-	Nombre del Juicio:	“Sernac con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	18943-2017.

	Materia:	Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de prueba.
33.1.41-	Nombre del Juicio:	“Benitez con CGE Distribución S.A. ”
	Fecha:	01 de agosto de 2017.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°:	1020-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicio por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 251.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.42-	Nombre del Juicio:	“Gonzalez con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	6 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31461-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.
	Cuantía:	M\$ 232.846.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.43-	Nombre del Juicio:	“Díaz con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	6 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31457-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.
	Cuantía:	M\$ 229.846.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.44-	Nombre del Juicio:	“Concha con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	6 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31458-2017.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Cuesta los Elefantes, comuna de Curepto.
	Cuantía:	M\$ 225.816.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
33.1.45-	Nombre del Juicio:	“Ahumada con Cámara Chilena de la Construcción y CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	6 de noviembre de 2017.
	Tribunal:	27° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	21158-2016.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
	Cuantía:	M\$ 1.000.000.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.

- 33.1.46- Nombre del Juicio: “Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Limitada con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 4 de diciembre de 2017.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 22726-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.
Cuantía: M\$ 150.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.47- Nombre del Juicio: “Agrícola Pumahue Limitada con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 8 de enero de 2018.
Tribunal: 8° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 37642-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante en la comuna de Pumahue el año 2013.
Cuantía: M\$ 233.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.48- Nombre del Juicio: “Miranda con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 2 de enero de 2018.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N°: 3841-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante en la comuna de San Pedro.
Cuantía: M\$ 3.392.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.49- Nombre del Juicio: “Sociedad THL con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 9 de febrero de 2018.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol N°: 1087-2018.
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.
Cuantía: M\$ 155.650.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.50- Nombre del Juicio: “Albornoz y otros con CGE Distribución S.A.”
Fecha: 29 de octubre de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.
Rol N°: 5492-2016.
Materia: Demanda Indemnización de perjuicios por corte de suministro casa niña electrodependiente.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Etapa de discusión.

CGE como sucesora legal de CGE Distribución como demandante:

- 33.1.51.- Nombre del Juicio: “CGE Distribución S.A. con Municipalidad de Talagante.”
Fecha: 30 de junio de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado civil de Talagante.
Rol N°: 640-2014.

Materia: Cumplimiento de contrato de reposición de luminarias para alumbrado público, con indemnización de perjuicios.
Cuantía: MUF 22,8.
Estado: Con fecha 7 de noviembre de 2016, se acogió la demanda de CGED y se rechazó la demanda reconvenicional presentada por la municipalidad. Con fecha 21 de abril de 2017, la Corte de Apelaciones de San Miguel, confirmó la sentencia de primera instancia, rebajando el monto de condena a UF 18.219. Con fecha 6 de junio de 2017, se presentaron recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema por ambas partes, los que fueron rechazados con fecha 29 de diciembre de 2017. Actualmente, se encuentra pendiente el cumplimiento de la sentencia ejecutoria.

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

33.1.52.- Nombre del Juicio: "Sergio Lizardi con Transnet S.A."
Fecha: 25 de abril de 2014.
Tribunal: Segundo Juzgado Civil de La Serena.
Rol N°: 4432-2014
Materia: Acción reivindicatoria con indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de Transnet en la propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 160.000.
Estado: Con fecha 29 de marzo de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 2 de mayo de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de la Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE S.A.

33.1.53.- Nombre del Juicio: "Bancalari con CGE S.A."
Fecha: 18 de diciembre de 2017.
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 32645-2017
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.
Cuantía: M\$ 307.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

33.2.- Juicios arbitrales

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

33.2.1.- Nombre del Juicio: "Icafal con Elecda"
Fecha: 16 de mayo de 2017.
Arbitro: 4° juzgado Civil de Antofagasta.
Rol N°: 269-2016.

Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.
Cuantía: M\$ 1.050.577.
Estado: Con fecha 7 de marzo de 2018, se citó a las partes a oír sentencia.

33.3.- Sanciones administrativas:

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

33.3.1.- Mediante Resolución Exenta N° 11.756, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 5 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustible impuso una multa de 953 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativo al periodo diciembre 2013 a noviembre de 2014. Con fecha 12 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el que se encuentra en tramitación.

33.3.2.- Mediante Resolución Exenta N° 21.745, de fecha 5 de enero de 2018, 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 continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativo al periodo diciembre 2014 a noviembre de 2015. Con fecha 12 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el que se encuentra en tramitación.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

33.3.3.- Mediante Resolución Exenta N° 21.754, de fecha 8 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.690 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativo al periodo diciembre 2014 a noviembre de 2015. Con fecha 15 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 15 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 15 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 2 de mayo de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.4.- Mediante Resolución Exenta N° 23.800, de fecha 14 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.500 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE La Portada, producto de

contacto de un conductor con un poste. Con fecha 1 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

CGE como sucesora legal de Empresa Eléctrica Atacama S.A.

- 33.3.5.- 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 fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se presentó recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 15 de junio de 2018. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de apleación ante la Corte Suprema.
- 33.3.6.- Mediante Resolución Exenta N° 21.748, de fecha 9 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.005 UTM por 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 2014 a noviembre 2015. Con fecha 16 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 15 de junio de 2018. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de apelaciones ante la Corte Suprema.

CGE como sucesora legal de CGE Distribución S.A.

- 33.3.7.- Mediante Resolución Exenta N° 11.749 de fecha 29 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 18.507 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2013 a noviembre de 2014 . Con fecha 14 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.8.- Mediante Resolución Exenta N° 12.783 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.055 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región de O'Higgins. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de

agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado con fecha 8 de junio de 2018. Con fecha 20 de junio se interpuso recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.3.9.- Mediante Resolución Exenta N° 12.782 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 20.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región del Maule. Esta multa fue notificada con fecha 5 de abril de 2016. Con fecha 12 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 8 de junio de 2018. Con fecha 20 de junio se interpuso recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.10.- Mediante Resolución Exenta N° 17.791 de fecha 15 de marzo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por Incumplimiento de los artículos 139°, de la LGSE; 205° del Reglamento de la LGSE; y 92° y 100.1°, de la norma 5 En. 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes, por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 24 de marzo de 2017 se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.11.- Mediante Resolución Exenta N° 19.576 de fecha 19 de julio de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por Incumplimiento de los artículos 139°, de la LGSE; 205° del Reglamento de la LGSE; y 111° y 111.6°, de la norma 5 En. 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes, por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 2 de agosto de 2017 se presentó recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de octubre de 2017 se presentó recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de octubre de 2017. Con fecha 10 de noviembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que fue rechazado con fecha 19 de junio de 2018. Se encuentra pendiente de pago esta multa.
- 33.3.12.- Mediante Resolución Exenta N° 19.932 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 50.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región Metropolitana. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.13.- Mediante Resolución Exenta N° 19.933 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región del Bío Bío. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.3.14.- Mediante Resolución Exenta N° 19.935 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región de O'Higgins. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.15.- Mediante Resolución Exenta N° 19.936 de fecha 17 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 40.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de junio de 2017 en la Región del Maule. Con fecha 24 de agosto de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.16.- Mediante Resolución Exenta N° 21.747 de fecha 9 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 37.835 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2014 a noviembre de 2015. Con fecha 16 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 30 de abril de 2018. Con fecha 15 de mayo de 2018 se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.17.- Mediante Resolución Exenta N° 21.791 de fecha 9 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 40.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de julio de 2017 en la Región Metropolitana. Con fecha 17 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.18.- Mediante Resolución Exenta N° 21.755 de fecha 9 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de conexión de generadoras residenciales fuera del plazo legal. Con fecha 17 de enero de 2018, el que fue rechazado con fecha 11 de mayo de 2018. Con fecha 14 de junio de 2018 se interpone recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

CGE como sucesora legal de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

- 33.3.19.- 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 fue rechazado con fecha 3 de noviembre de 2017. Con fecha 15 de diciembre de 2017, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de la Serena, el que fue acogido parcialmente con fecha 19 de abril de 2018, rebajando la multa a UTM 2.000. Con fecha 2 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles apeló ante las Corte Suprema, encontrándose dicho recurso de tramitación.

- 33.3.20.- 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 fue rechazado con fecha 4 de junio de 2018. Con fecha 15 de junio de 2018 se interpuso recurso de apelación ante la Corte suprema, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.21.- 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 fue rechazado con fecha 4 de junio de 2018. Con fecha 15 de junio de 2018 se interpuso recurso de apelación de Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.22.- Mediante Resolución Exenta N° 21.746, de fecha 9 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.610 UTM 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 2014 a noviembre 2015. Con fecha 16 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 3 de abril de 2018. Con fecha 2 de mayo de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente de tramitación.

Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.

33.3.23.- Mediante Resolución Exenta N° 21.750 de fecha 8 de enero de 2018, por el 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 algunos de sus alimentadores relativo al período diciembre 2014 a noviembre 2015, con fecha 12 de enero de 2018, se presentó un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 13 de abril de 2018. Con fecha 15 de mayo de 2018, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

Compañía General de Electricidad S.A.

33.3.24.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.784, de fecha 25 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Mariscal, producto del desperfecto en un transformador. Con fecha 4 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.25.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.775, de fecha 14 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Mariscal, producto de la ejecución defectuosa de una maniobra eléctrica. Con fecha 1 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.26.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.896, de fecha 23 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.500 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Mariscal, producto de la desactualización de los ajustes de protecciones. Con fecha 7 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.27.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.895, de fecha 23 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.500 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE Mariscal, producto de la desactualización de los ajustes de protecciones. Con fecha 7 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.28.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.790, de fecha 14 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla ocurrida en la SE San Clemente, por error de operación y accidente eléctrico de operario de CGE. Con fecha 1 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

33.3.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.792, de fecha 14 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de

la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66 kV Pan de Azucar- El Peñon, por error en la ejecución de trabajos. Con fecha 1 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 33.3.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.783, de fecha 14 de mayo de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.500 UTM por el incumplimiento de la obligación de coordinación establecida en los artículos 137° y 138° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66 kV Los Buenos Aires – Nahuelbuta.. Con fecha 1 de junio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.31.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.414, de fecha 18 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.700 UTM por el incumplimiento de la obligación de de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en el transformador móvil 66/13,8 kV, 30 MVA. Con fecha 14 de mayo de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.32.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.379, de fecha 17 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.500 UTM por el incumplimiento de la obligación de de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla la línea 66 kV Los Peumos - Curacautín, producto del contacto de una corteza de eucalipto con el conductor de la fase central. Con fecha 30 de abril de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.33.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 19.890, de fecha 9 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla la línea 66 kV Bajo Melipilla - Paine. Se encuentra pendiente de pago.
- 33.3.34.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.111, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por supuesta falta de mantenimiento por la falla línea 110kV Pan de Azucar-San Joaquin. Con fecha 18 de abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de notificación.
- 33.3.35.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.112, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en SE Los Angeles, producto de la desconexión forzada del transformador N° 1 66/15 kV. Con fecha 18 de abril de 2018 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

- 33.3.36.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 18.538, de fecha 12 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.800 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la

caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Victoria-Curacautín. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 30 de junio de 2017, el que fue rechazado con fecha 26 de enero de 2018. Con fecha 27 de febrero de 2018, se interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago que fue rechazado con fecha 13 de junio de 2018. La multa se encuentra pendiente de pago.

33.3.37.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 19.839, de fecha 4 de agosto de 2017, notificada a la sociedad con fecha 16 de agosto de 2017 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.400 UTM por incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla de la línea de 66 kV Carampangue-Curanilehue. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 23 de mayo de 2017, el que fue rechazado con fecha 7 de febrero de 2018. Con fecha 6 de marzo de 2018, se interpuso recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

33.3.38.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 20.578, de fecha 27 de septiembre de 2017, notificada con fecha 10 de octubre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por una supuesta falta de mantenimiento en la línea 66 kV Pan de azúcar-Marquesa debido a una falla ocurrida con fecha 8 de abril de 2017. Con fecha 16 de octubre de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 21 de marzo de 2018. Con fecha 10 de abril de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 20 de junio de 2018. Se encuentra en proceso de pago.

33.3.39.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 21.016, de fecha 2 de noviembre de 2017, notificada con fecha 13 de noviembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 800 UTM por una supuesta falta de mantenimiento en la Subestación Constitución debido a una falla ocurrida con fecha 10 de julio de 2017. Con fecha 20 de noviembre de 2017, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 4 de mayo de 2018. Con fecha 19 de abril de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

33.4.- Sanciones.

33.4.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros).

El Grupo CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

33.4.2.-De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 33.3 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

33.5.- Restricciones.

Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros:

Índice	Serie de Bonos				
	BCGEI -I	BCGEI -J	BCGEI -K	BCGED -E	BCGET -D
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,1 veces
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces Deuda financiera	> o = 1,2 veces Deuda financiera	> o = 1,2 veces Deuda financiera	> o = 1,2 veces Deuda financiera	> o = 1,2 veces Deuda financiera
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> 2 veces capital Insoluto	> 2 veces capital Insoluto	> 2 veces capital Insoluto	No aplica	No aplica

Estas restricciones se definen como:

Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre Deuda Financiera Neta y Patrimonio Total definidas de la siguiente manera:

Deuda financiera Neta (Aplicable para las series BCGEI - I, BCGEI - J, BCGEI – K y BCGED - E):

- (+) Pasivos Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (+) Pasivos No Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (-) Efectivo y Equivalente al Efectivo

Deuda financiera Neta (Aplicable a la serie BCGET -D):

- (+) Pasivos Corrientes – Préstamos que devengan intereses
- (+) Pasivos Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (+) Pasivos No Corrientes – Prestamos que devengan intereses
- (+) Pasivos No Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (-) Efectivo y Equivalente al Efectivo

Patrimonio Total (Aplicable a todas las series)

- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora
- (+) Participaciones no Controladoras

Activos libres de garantías reales: Activos libre de cualquier tipo de garantías reales sobre relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente 1,2 veces el monto insoluto del total de Deudas Financieras sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los Bonos emitidos con cargo a la respectiva línea. Activos y Deudas se valorizaran a valor libro.

Deudas Financieras (Aplicable para las series BCGEI - I, BCGEI - J, BCGEI – K y BCGED - E):

- (+) Pasivos Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (+) Pasivos No Corrientes – Otros Pasivos Financieros

Deudas Financieras (Aplicable a la serie BCGET -D):

- (+) Pasivos Corrientes – Préstamos que devengan intereses
- (+) Pasivos Corrientes – Otros Pasivos Financieros
- (+) Pasivos No Corrientes – Prestamos que devengan intereses
- (+) Pasivos No Corrientes – Otros Pasivos Financieros

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos (Aplica a todas las series):

- (i) Garantías que se constituyan para financiar o refinanciar o amortizar el precio de compra o costos de cualquier clase de activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- (ii) Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- (iii) Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- (iv) Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- (v) Prórroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

Patrimonio mínimo (aplica a todas las series):

- (+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

Activos en el sector Eléctrico y Gas (Aplicable a series BCGEI- I, BCGEI- J y BCGEI -K): Mantener activos en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica, y/o distribución y/o comercialización y/o almacenamiento y/o transporte de gas licuado o gas natural, incluyendo entre dichos activos la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo mayor o igual a 2 veces el saldo insoluto del capital de los bonos emitidos con cargo a la línea respectiva.

Activos en los sectores indicados:

- (i) Los valores de las inversiones en subsidiarias usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- (ii) Los valores de las inversiones directas del emisor en asociadas e inversiones en negocios conjuntos usando el método de la participación y que pertenezcan a los referidos sectores.
- (iii) Los valores de las partidas incluidas en el rubro plusvalía de los estados financieros del emisor que correspondan a inversiones directas del emisor en subsidiarias asociadas o inversiones en negocios conjuntos que pertenezcan a los referidos sectores.

El resultado de las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. es:

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Aplicable a:
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	entre $< 0 = 1,1$ veces y $< 0 = 1,5$ veces	0,64 Veces	Trimestral	Bonos Series BCGEI -I, BCGEI -J, BCGEI -K, BCGED -E y BCGET -D
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	$> 0 = 1,2$ veces	3,08 Veces	Trimestral	Bonos Series BCGEI -I, BCGEI -J, BCGEI -K, BCGED -E y BCGET -D
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	entre $> UF 6.700.000$ y $> UF 25.000.000$	UF 64.175.626	Trimestral	Bonos Series BCGEI -I, BCGEI -J, BCGEI -K, BCGED -E y BCGET -D
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	24,75 Veces	Trimestral	Bonos Serie BCGEI -K
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	8,25 Veces	Trimestral	Bonos Series BCGEI -I y BCGEI -J

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2018 la Sociedad y todas las subsidiarias se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2018 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30-06-2018				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	57	792	1.251	2.100	2.181
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	59	97	159	166
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	233		261	264
Comercial y Logística General S.A.	1	39	56	96	96
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	61	112	178	181
Inversiones y Gestión S.A.	1	0	2	3	4
Sociedad de Computación Binaria S.A.	1	44	6	51	52
Novanet S.A.			1	1	2
Total	96	1.228	1.525	2.849	2.946

Subsidiaria / área	31-12-2017				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	56	685	1.035	1.776	1.862
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	4	64	98	166	168
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.		74	124	198	196
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.		62	79	141	136
Empresa Eléctrica de Arica S.A.		17	37	54	56
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	234		262	260
Comercial y Logística General S.A.	1	52	44	97	98
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	48	130	183	192
Inversiones y Gestión S.A.	1	1	3	5	5
Sociedad de Computación Binaria S.A.		54		54	54
Novanet S.A.			2	2	2
Total	95	1.291	1.552	2.938	3.029

36.- MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad y sus subsidiarias, 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.

La subsidiaria Transemel S.A., acorde con las políticas medioambientales desarrolla y mantiene sistemas de gestión ambiental que les permite mejorar en forma sostenida su desempeño en esta materia, con el objetivo de desarrollar su actividad de manera eficiente y limpia. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión, cada proyecto es evaluado de acuerdo a la normativa legal vigente, presentando las declaraciones y/o estudios de impacto ambiental que correspondan, al servicio respectivo. Dichos estudios son preparados por estas compañías, dando así, cumplimiento a la normativa vigente. A su vez, ambas empresas también suscribieron el acuerdo de medir su huella de carbono, y hacer gestión sobre ella.

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para el período terminado al 30 de junio de 2018 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017:

Al 30 de junio de 2018.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización CPN	Implementación control de ruido CPN, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	7.510	31-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización CPO	Implementación medidas control de ruido CPO, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	15.000	31-12-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Parque eólico Puerto Natales	Estudios y medición de datos para proyecto de instalación de un parque eólico en Puerto Natales.	Inversión	Generadores eólicos	50.000	31-12-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes	Implementación Sistema de validación de datos para pago de impuestos verdes.	Inversión	Sistema de validación de datos	21.593	31-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS Hitachi	Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	5.434	22-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de Andamio para Validación CEMS Hitachi	Instalación de Andamio para Validación CEMS Hitachi	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	825	22-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría de Ajuste CEMS 1 Etapa	Asesoría de análisis y determinación de errores de registro del CEMS de la turbina Hitachi y posterior coordinación con el proveedor del equipo para corregir dichos errores	Gasto	Asesorías Técnicas	1.744	05-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría de Ajuste CEMS 2 Etapa	Asesoría de análisis y determinación de errores de registro del CEMS de la turbina Hitachi y posterior coordinación con el proveedor del equipo para corregir dichos errores.	Gasto	Asesorías Técnicas	1.537	09-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	3.818	12-07-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	10.028	31-12-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2017	Seguimiento compromisos ambientales RCA (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Seguimiento RCA	5.296	20-02-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2018	Seguimiento compromisos ambientales RCA	Gasto	Seguimiento RCA	10.550	31-10-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Asesorías Técnicas	2.743	14-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre enero marzo 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.672	30-05-2018
CGE S.A.	Ampliación SE Punta de Cortés	Ingreso IFC	Activo	SE Punta de Cortés	1.975	09-05-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Estudio de vegetación para alternativas de modificación de trazado de LT	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.557	08-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Traslado excavadora para preparación de suelos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	3.250	23-01-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Catastro Forestal por perito forestal	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.649	23-01-2018

Al 30 de junio de 2018 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	53.491	07-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Compra de plantas nativas y exóticas	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	41.976	07-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.376	19-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Modificación Plan de manejo de Obras Civiles	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.376	23-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Modificación Plan de manejo de Obras Civiles	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.553	23-03-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Retención pendientes	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	738	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC exótico	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.230	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Firma de convenios PMOC exóticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.300	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.696	03-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios para reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.695	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Retención de pendientes	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	738	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Firma de convenios PMOC exóticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.300	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC exótico	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.230	05-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso PMOC nativo	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	677	18-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Catastro Forestal por perito forestal	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.567	18-04-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Inventario reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	7.429	10-05-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	40.862	04-06-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Antecedentes legales predios	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	67	04-06-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	48.291	06-07-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso de informe ejecutivo a CMN	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	11.447	01-02-2018
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Resolución de informe ejecutivo CMN	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	6.723	01-03-2018

Al 30 de junio de 2018 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Línea de Transmisión 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Matriz de Riesgos ICSARA 2 Melitren EFE	Activo	LT Santa Marta - Padre Hurtado	3.600	19-03-2018
CGE S.A.	Línea de Transmisión 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Carta dirigida a directora SEA Región Metropolitana	Activo	Línea de Transmisión Santa Marta - Padre Hurtado	1.500	20-12-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Análisis de material arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.544	19-01-2018
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Ingreso de hallazgos arqueológicos a MNHN	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.205	19-01-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Sistematización de compromisos ambientales	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.000	01-01-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de medio ambiente de CGE, estimación de residuos, curva de residuos y propuesta de medidas de mitigación de residuos	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	19-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polución	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	23-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Inducción socio - ambiental	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.642	17-04-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polvo	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.500	18-04-2018
CGE S.A.	SE El Peñón	Compromisos flora	Activo	SE El Peñón	3.812	06-07-2018
CGE S.A.	SE El Peñón	Compromisos flora	Activo	SE El Peñón	2.320	06-07-2018
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas diciembre 2017	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.757	08-02-2018
Totales					434.423	

Al 31 de diciembre de 2017.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización CPN	Implementación de medidas de control de ruido en CPN, para cumplir con normativa de emisiones para fuentes fijas, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	751.486	31-12-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	11.933	31-12-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.279	26-03-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.556	26-05-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesoría medio ambiente	9.126	31-12-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Base de datos ambiental	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	357	03-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Búsqueda de predios - PMOC	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.842	03-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.353	04-01-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Ingreso consulta de pertinencia	Inversión	SE Punta de Cortés	4.544	06-01-2017
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas segundo semestre 2016	Inversión	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.061	09-01-2017
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 3	Inversión	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.889	09-01-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Procesamiento de información para reporte ambiental	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	536	06-02-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.344	01-03-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Ingreso Carta de Pertinencia	Inversión	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	2.065	07-02-2017
CGE S.A.	SE El Trébol	Consulta de Pertinencia	Inversión	SE El Trébol	1.823	04-01-2017
CGE S.A.	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Consulta de Pertinencia	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	12.654	03-01-2017
CGE S.A.	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Rescate arqueológico	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.207	12-01-2017
CGE S.A.	SE Lilién	Adicional ADENDA 2	Inversión	SE Lilién	993	04-01-2017
CGE S.A.	SE Lilién	Adicional ADENDA 2	Inversión	SE Lilién	993	01-02-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Inversión	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	550	20-04-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Inversión	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	605	13-06-2017
CGE S.A.	SE El Peñón	Seguimiento Ambiental	Inversión	SE El Peñón	2.130	18-04-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Análisis de material arqueológico	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.906	10-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Tramitación IFC LT Fátima - I. de Maipo	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	5.706	21-04-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Reunión MNHN	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	191	05-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	res. Favorable Consulta de pertinencia	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	6.232	11-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Aprobación informe final rescate arqueológico	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	27.623	15-06-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes legales	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	496	13-06-2017

Al 31 de diciembre de 2017. (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Sistematización de 15 Resoluciones de Calificación Ambiental para base de datos	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.811	14-06-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte pago 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	723	01-06-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 1	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.601	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	4.002	11-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios nativos para reforestación. Pago 3	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.042	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	553	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional para tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	799	02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional búsqueda de predios de reforestación plantaciones	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos		02-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 1	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	2.590	04-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	1.036	08-05-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Caracterización forestal y elaboración de informe	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	2.512	18-05-2017
CGE S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes de proyecto	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	722	02-05-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Respuesta consulta de pertinencia	Inversión	SE Punta de Cortés	1.947	13-06-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Elaboración PAS 156	Inversión	SE Punta de Cortés	3.056	04-07-2017
CGE S.A.	LT Punta de Cortés - Lo Miranda	Levantamiento ambiental en terreno	Inversión	LT Punta de Cortés - Lo Miranda	626	24-07-2017
CGE S.A.	SE Punta de Cortés	Aprobación Declaración de Impacto Ambiental	Inversión	SE Punta de Cortés	21.546	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación Pago 1	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	23.007	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Reforestación Pago 2	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	15.477	14-09-2017
CGE S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 3	Inversión	LT Horcones - Tres Pinos	2.401	21-09-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Catástro Forestal en Línea de Transmisión	Inversión	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	1.335	12-07-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión Rancagua - Paine: Terceras Pistas	Consulta de Pertinencia. Estado de Pago 1	Inversión	LT Rancagua - Paine: Terceras Pistas	2.315	02-08-2017
CGE S.A.	Línea de Transmisión 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Aprobación Plan de Manejo Forestal	Inversión	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.866	02-08-2017
CGE S.A.	S/E El Peñón	Mantenciones mensuales de guayacán y elaboración de informe	Inversión	S/E El Peñón	1.420	09-08-2017
CGE S.A.	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Censo Forestal en Línea de Transmisión	Inversión	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	600	12-09-2017
CGE S.A.	Ampliación S/E Uribe	Recopilación Antecedentes Legales predio fiscal	Inversión	Ampliación S/E Uribe	392	12-09-2017
Totales					967.859	

37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

Compañía General de Electricidad S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender la propiedad ubicada en 6 Sur N° 1936 y 1950, Talca.

La Subsidiaria Edelmag S.A. clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades ubicadas en Arturo Prat N° 426 en la ciudad de Puerto Natales, Isla Navarino 17 en Puerto Williams y José Menéndez N°556 en la ciudad de Punta Arenas.

Estos activos no están sujetos a depreciación y se encuentran valorizados al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 653.435.

38.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2018, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, 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

Iván Quezada Escobar
Gerente General