

*Estados Financieros Consolidados*

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

*Santiago, Chile  
31 de diciembre de 2018 y 2017*



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

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

(Expresados en miles de pesos chilenos)

Correspondientes a los ejercicios terminados al

31 de diciembre de 2018 y 2017

## **Informe del Auditor Independiente**

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### **Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados**

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

### **Responsabilidad del auditor**

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

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

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

### **Opinión**

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Oscar Gálvez R.

EY Audit SpA.

Santiago, 28 de enero de 2019

# CONTENIDO

## I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

## II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

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



Estados Financieros Consolidados

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

31 de diciembre de 2018 y 2017

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2018 y 2017.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ACTIVOS	Nota	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	4.807.944	7.218.172
Otros activos financieros.	7	5.602.860	
Otros activos no financieros.	12	1.405.365	2.122.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	380.546.708	443.900.478
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	12.526.434	3.735.759
Inventarios.	10	8.718.442	9.898.569
Activos por impuestos.	11	33.560.936	38.804.710
<b>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.</b>		<b>447.168.689</b>	<b>505.680.254</b>
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	512.793	653.435
<b>Total activos corrientes</b>		<b>447.681.482</b>	<b>506.333.689</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros.	7	175.001	175.001
Otros activos no financieros.	12	40.090	40.090
Cuentas por cobrar.	8	19.010.290	17.734.894
Inventario.	10	996.293	1.146.081
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	9.782.703	15.867.237
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	895.217.367	881.259.105
Plusvalía.	15	224.570.636	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.973.452.022	1.792.790.810
Propiedad de inversión.	16	9.831.059	9.729.195
Activos por impuestos diferidos.	19	6.177.147	8.619.947
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>3.139.252.608</b>	<b>2.945.429.593</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>3.586.934.090</b>	<b>3.451.763.282</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2018 y 2017.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31-12-2018 M\$</b>	<b>31-12-2017 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	187.647.931	310.704.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	226.470.636	291.485.659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	2.871.495	47.889.246
Otras provisiones.	22	23.254.135	22.052.974
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	7.668	16.569
Otros pasivos no financieros.	24	19.902.730	7.390.952
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>460.154.595</b>	<b>679.539.531</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	1.094.284.859	825.620.657
Cuentas por pagar.	21	202.257	3.873.367
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9		45.217.350
Otras provisiones.	22	923.249	1.027.092
Pasivo por impuestos diferidos.	19	155.639.908	144.514.298
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	31.664.717	32.647.366
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>1.282.714.990</b>	<b>1.052.900.130</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>1.742.869.585</b>	<b>1.732.439.661</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido.	25	1.541.487.324	1.525.052.051
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	257.886.018	250.637.745
Acciones propias en cartera.	25	(2.882.677)	(4.950.658)
Otras reservas.	25	5.745.771	(111.416.595)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>1.802.236.436</b>	<b>1.659.322.543</b>
Participaciones no controladoras.	25	41.828.069	60.001.078
<b>Total patrimonio</b>		<b>1.844.064.505</b>	<b>1.719.323.621</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>3.586.934.090</b>	<b>3.451.763.282</b>



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2018	01-01-2017
	al	31-12-2018	31-12-2017
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	1.680.422.138	1.715.058.587
Costo de ventas	27	(1.430.939.294)	(1.416.530.252)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>249.482.844</b>	<b>298.528.335</b>
Otros ingresos, por función.	26	404.758	992.262
Gasto de administración.	27	(131.942.956)	(166.794.955)
Otros gastos, por función.	27	(6.999.902)	(8.505.102)
Otras ganancias (pérdidas).	27	(40.314.718)	7.563.036
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>		<b>70.630.026</b>	<b>131.783.576</b>
Ingresos financieros.	28	9.430.961	3.253.830
Costos financieros.	28	(75.162.358)	(54.337.780)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	8.042.867	12.231.938
Diferencias de cambio.	28	(1.314.246)	(895.291)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(6.075.200)	(7.497.526)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>5.552.050</b>	<b>84.538.747</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	30.002.965	98.158.576
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>35.555.015</b>	<b>182.697.323</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>33.889.642</b>	<b>179.105.263</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25	1.665.373	3.592.060
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>35.555.015</b>	<b>182.697.323</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del al Nota	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Ganancia (pérdida)		35.555.015	182.697.323
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	25.9	158.875.147	
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.9	(462.614)	(866.674)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>		<b>158.412.533</b>	<b>(866.674)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	25.9	7.336.097	(8.685.202)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión</b>		<b>7.336.097</b>	<b>(8.685.202)</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9	(2.470.305)	
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>(2.470.305)</b>	<b>0</b>
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos</b>		<b>4.865.792</b>	<b>(8.685.202)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>163.278.325</b>	<b>(9.551.876)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	25.9	(42.896.290)	
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	25.9	124.906	234.001
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período</b>		<b>(42.771.384)</b>	<b>234.001</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	25.9	666.982	
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>		<b>666.982</b>	<b>0</b>
<b>Otro resultado integral</b>		<b>121.173.923</b>	<b>(9.317.875)</b>
<b>Total resultado integral</b>		<b>156.728.938</b>	<b>173.379.448</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
<b>Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>153.836.438</b>	<b>170.510.585</b>
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		2.892.500	2.868.863
<b>Total resultado integral</b>		<b>156.728.938</b>	<b>173.379.448</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
			Superávit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2018	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(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
<b>Ajustes de períodos anteriores</b>												
Primera adopción NIIF 9 (Nota 25.6)								0	(6.488.993)	(6.488.993)		(6.488.993)
<b>Total ajustes de períodos anteriores</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(6.488.993)</b>	<b>(6.488.993)</b>	<b>0</b>	<b>(6.488.993)</b>
Patrimonio reexpresado	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(29.862.391)	0	(29.965)	(81.524.239)	(111.416.595)	244.148.752	1.652.833.550	60.001.078	1.712.834.628
<b>Cambios en patrimonio</b>												
<b>Resultado integral</b>												
Ganancia (pérdida)									33.889.642	33.889.642	1.665.373	35.555.015
Otro resultado integral			115.978.857	7.015.858	(1.803.323)	(1.184.665)	(59.931)	119.946.796		119.946.796	1.227.127	121.173.923
<b>Total resultado integral</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>115.978.857</b>	<b>7.015.858</b>	<b>(1.803.323)</b>	<b>(1.184.665)</b>	<b>(59.931)</b>	<b>119.946.796</b>	<b>33.889.642</b>	<b>153.836.438</b>	<b>2.892.500</b>	<b>156.728.938</b>
Dividendos.								0	(22.158.542)	(22.158.542)		(22.158.542)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	21.361.643		(1.951.370)				(833.060)	(2.784.430)	2.006.166	20.583.379	(21.065.509)	(482.130)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(4.926.370)	2.067.981						0		(2.858.389)		(2.858.389)
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>16.435.273</b>	<b>2.067.981</b>	<b>114.027.487</b>	<b>7.015.858</b>	<b>(1.803.323)</b>	<b>(1.184.665)</b>	<b>(892.991)</b>	<b>117.162.366</b>	<b>13.737.266</b>	<b>149.402.886</b>	<b>(18.173.009)</b>	<b>131.229.877</b>
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2018	1.541.487.324	(2.882.677)	114.027.487	(22.846.533)	(1.803.323)	(1.214.630)	(82.417.230)	5.745.771	257.886.018	1.802.236.436	41.828.069	1.844.064.505

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superavit de revaluación M\$	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
<b>Cambios en patrimonio</b>												
<b>Resultado integral</b>												
Ganancia (pérdida)									179.105.263	179.105.263	3.592.060	182.697.323
Otro resultado integral				(8.928.630)		333.952		(8.594.678)		(8.594.678)	(723.197)	(9.317.875)
<b>Total resultado integral</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(8.928.630)</b>	<b>0</b>	<b>333.952</b>	<b>0</b>	<b>(8.594.678)</b>	<b>179.105.263</b>	<b>170.510.585</b>	<b>2.868.863</b>	<b>173.379.448</b>
Dividendos.								0	(54.145.396)	(54.145.396)		(54.145.396)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	10.249.486							0		10.249.486		10.249.486
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.					188.010	(230.129)	1.814.160	1.772.041		1.772.041		1.772.041
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(4.437.424)	(437.481)						0		(4.874.905)	(14.723.288)	(19.598.193)
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>5.812.062</b>	<b>(437.481)</b>	<b>0</b>	<b>(8.928.630)</b>	<b>188.010</b>	<b>103.823</b>	<b>1.814.160</b>	<b>(6.822.637)</b>	<b>124.959.867</b>	<b>123.511.811</b>	<b>(11.854.425)</b>	<b>111.657.386</b>
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2017	1.525.052.051	(4.950.658)	0	(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

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2018	01-01-2017
	al	31-12-2018	31-12-2017
	Nota	M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		2.025.499.972	1.903.790.771
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		7.723.227	953.392
Otros cobros por actividades de operación.	6.2	65.080.912	121.674.144
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.873.983.044)	(1.874.031.945)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(93.746.874)	(91.115.247)
Otros pagos por actividades de operación.	6.2	(26.971.981)	(37.834.546)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Dividendos recibidos.		4.356.564	8.258.876
Intereses recibidos.		9.897.695	2.844.541
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		5.173.230	(19.609.078)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(4.366.875)	(5.397.704)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>118.662.826</b>	<b>9.533.204</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			11.528.928
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		5.997.799	3.061.639
Compras de propiedades, planta y equipo.		(172.162.920)	(186.167.368)
Compras de activos intangibles.		(7.876.193)	(12.799.469)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		768.338	
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(3.978)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(173.272.976)</b>	<b>(184.380.248)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Total importes procedentes de préstamos.		1.337.882.509	740.474.293
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		264.801.558	112.538.259
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		1.073.080.951	627.936.034
Préstamos de entidades relacionadas.			97.519.043
Pagos de préstamos.		(1.151.641.798)	(661.806.295)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.585.978)	
Dividendos pagados.		(58.898.731)	(48.072.302)
Intereses pagados.		(57.114.284)	(53.847.530)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(780.367)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>53.641.718</b>	<b>73.486.842</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>		<b>(968.432)</b>	<b>(101.360.202)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(1.441.796)	(371.652)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(2.410.228)</b>	<b>(101.731.854)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.		7.218.172	108.950.026
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio</b>	<b>6</b>	<b>4.807.944</b>	<b>7.218.172</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**Correspondientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017.**

---

1.-	INFORMACION GENERAL.	12
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS.	14
2.1.-	Sector electricidad.	14
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	20
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	21
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	22
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.	23
3.4.-	Bases de consolidación.	26
3.5.-	Entidades subsidiarias.	29
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	32
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	33
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	33
3.9.-	Propiedades de inversión.	35
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	35
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	36
3.12.-	Costos por intereses.	37
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	37
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	38
3.15.-	Activos financieros.	38
3.16.-	Inventarios.	41
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	42
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	42
3.19.-	Capital social.	42
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	42
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	42
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	42
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	43
3.24.-	Provisiones.	45
3.25.-	Subvenciones estatales.	45
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	45
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	46
3.28.-	Arrendamientos.	47
3.29.-	Distribución de dividendos.	48
3.30.-	Costo de ventas.	48
3.31.-	Estado de flujos de efectivo	48
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	48
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	48
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	49
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	49
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	49
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión..	50
5.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	50

---

5.1.-	Riesgo financiero.	50
6.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	54
6.1.-	Composición del rubro	54
6.2.-	Detalles flujos de efectivo	55
7.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	56
7.1.-	Activos y pasivos de cobertura.	56
7.2.-	Activos financieros disponibles para la venta.	57
7.3.-	Jerarquías del valor razonable.	57
8.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	59
8.1.-	Composición del rubro.	59
8.2.-	Estratificación de la cartera.	62
8.3.-	Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	63
8.4.-	Cartera protestada y en cobranza judicial.	65
8.5.-	Provisión y castigos.	66
8.6.-	Número y monto de operaciones.	66
9.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	67
9.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	68
9.2.-	Directorio y gerencia de la sociedad.	72
10.-	INVENTARIOS.	73
10.1.-	Información adicional de inventarios.	74
11.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	74
12.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	74
13.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	75
13.1.-	Composición del rubro.	75
13.2.-	Sociedades con control conjunto.	76
13.3.-	Inversiones en subsidiarias.	79
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	81
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	81
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	83
15.-	PLUSVALIA.	84
16.-	PROPIEDADES DE INVERSION.	85
16.1.-	Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	85
16.2.-	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	85
16.3.-	Ingresos de propiedades de inversión.	85
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	86
17.1.-	Vidas útiles.	86
17.2.-	Detalle de los rubros.	86
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	89
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	90
17.5.-	Costo por intereses.	90
17.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	90
18.-	DETERIORO DE ACTIVOS.	92
18.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	92
18.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	93
19.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	94

19.1.- Activos por impuestos diferidos.	94
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	94
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	95
19.4.- Compensación de partidas.	96
20.- PASIVOS FINANCIEROS.	97
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	97
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	98
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	100
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	101
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	101
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	102
22.- OTRAS PROVISIONES.	103
22.1.- Provisiones – saldos.	103
22.2.- Movimiento de las provisiones.	103
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	104
23.1.- Detalle del rubro.	104
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	104
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	105
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	105
23.5.- Hipótesis actuariales	105
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	106
24.1.- Ingresos diferidos.	106
25.- PATRIMONIO NETO.	106
25.1.- Gestión de capital.	106
25.2.- Capital suscrito y pagado.	107
25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	109
25.4.- Dividendos.	109
25.5.- Reservas.	109
25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	110
25.7.- Participaciones no controladoras.	112
25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	113
25.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	113
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	114
26.1.- Ingresos ordinarios.	114
26.2.- Otros ingresos, por función.	114
27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	114
27.1.- Gastos por naturaleza.	115
27.2.- Gastos de personal.	115
27.3.- Depreciación y amortización.	115
27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	116
28.- RESULTADO FINANCIERO.	116
28.1.- Composición diferencias de cambio.	117
28.2.- Composición unidades de reajuste.	117
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	117
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	118
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	119
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	119
29.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	119



30.- GANANCIAS POR ACCION.	120
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	120
31.1.- Criterios de segmentación.	120
31.2.- Cuadros patrimoniales.	121
31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	123
31.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	124
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	125
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	125
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	127
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	128
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	129
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	129
33.2.- Juicios arbitrales	138
33.3.- Sanciones administrativas:	139
33.4.- Sanciones.	145
33.5.- Restricciones.	145
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	149
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	150
36.- MEDIO AMBIENTE.	150
37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	157
37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	157
38.- HECHOS POSTERIORES.	157

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
Correspondientes al 31 de diciembre 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.

Continuando con el plan de reorganización empresarial con fecha 05 de noviembre de 2019 fueron fusionadas por absorción las sociedades de servicios, Comercial y Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A.

Producto de las reorganizaciones sociales antes citadas Compañía General de Electricidad S.A. ha integrado en su giro las actividades de distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y manteniendo bajo la subsidiaria Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. en menor medida la de 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 95,85% 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 31 de diciembre 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% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 28 de enero de 2019, 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 2.927.806 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 12.220 GWh al 31 de diciembre 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 Reconstrucción). 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 cuenta con contratos por el total de los consumos de sus clientes regulados, resultantes 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, 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, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas.;
- 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 remunerera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, 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 Energía. 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 quadrienio noviembre 2016 - noviembre 2020, con vigencia desde el 4 de noviembre del 2016. Posteriormente, el 28 de septiembre de 2018, fue publicado el Decreto N° 5T-2018, mediante el cual se actualizaron algunos de los parámetros de las fórmulas tarifarias establecidas en el Decreto N° 11T-2016 con el objeto de -en conformidad con lo establecido en el artículo segundo de la Ley N° 21.076- incorporar los mayores costos asociados a los estándares y exigencias de calidad y seguridad de servicio y de suministro establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Sistemas de Distribución, publicada en diciembre de 2017.

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 24 de julio de 2018, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 13T-2017 del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, 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 EJSEDA abastece a 986.771 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 5.009 GWh acumulados al 31 de diciembre 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 Secretaría 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, el 20 de julio de 2016, se modificó el marco regulatorio de los sistemas de transmisión, bajo el cual dichos sistemas se clasifican en: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada, 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 Arica y Parinacota, Tarapacá Antofagasta, 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 Transmisión Zonal corresponde principalmente 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 de instalaciones en dichos segmentos, 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 6T-2017 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial del 5 de octubre de 2017, cuya vigencia se inicia el 1 de enero de 2018.

#### 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 114,12 MW.

### **3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.**

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

### **3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.**

Los presentes estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017 han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

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

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

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

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

#### **3.1.1.- Cambio Contable**

Compañía General de Electricidad S.A. decidió cambiar su política contable y adoptar el modelo de revaluación continua de acuerdo a lo establecido en NIC 16. La Administración considera que el cambio lleva a que los estados financieros de la sociedad suministren información fiable y más relevante sobre el valor real (valor de mercado) de sus Propiedades, planta y equipo, comparado con el método del costo utilizado previamente.

Tal como lo indica la norma, la política ha sido aplicada de forma prospectiva y sus impactos han sido registrados durante el ejercicio 2018. El efecto implicó un incremento en el importe en libros de sus Propiedades, planta y equipo por M\$ 161.798.223 (ver Nota 17.6) y un incremento neto de impuestos diferidos en el patrimonio por M\$ 115.978.857, bajo el rubro Reservas superávit de revaluación (ver Nota 25.5.1)

#### **3.1.2.- Aplicación NIC 29, declaración de la República Argentina como país hiperinflacionario**

Las inversiones en la República Argentina están controladas principalmente a través de la subsidiaria CGE Argentina S.A., la aplicación de la NIC 29 ha generado efectos inmateriales, por lo tanto no han sido reconocidos en los estados financieros al 31 de diciembre de 2018.

### **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 seguro. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.

- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan 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”.

Durante el ejercicio 2018, la Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de la NIIF 16. Esta evaluación se basa en la información actualmente disponible. La Sociedad producto de la adopción de esta norma espera un incremento en sus pasivos por arrendamiento de M\$11.709.816, un incremento en activos por derechos de uso de M\$10.678.440 y un incremento de intereses diferidos de M\$1.031.376.

- 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:

- Determinar 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.

3.3.12 “Marco Conceptual”. El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

3.3.13 NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. El IASB emitió enmiendas en cuanto a la definición de un negocio en NIIF 3, para ayudar a las entidades a determinar si un conjunto adquirido de actividades y activos es un negocio o no. El IASB aclara cuales son los requisitos mínimos para definir un negocio, elimina la evaluación respecto a si los participantes del mercado son capaces de reemplazar cualquier elemento faltante, incluye orientación para ayudar a las entidades a evaluar si un proceso adquirido es sustantivo, reduce las definiciones de un negocio y productos e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

Las enmiendas se tienen que aplicar a las combinaciones de negocios o adquisiciones de activos que ocurran en o después del comienzo del primer período anual de presentación de reporte que comience en o después del 1 de enero de 2020. En consecuencia, las entidades no tienen que revisar aquellas transacciones ocurridas en períodos anteriores. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

3.3.14 NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” y NIC 8 “Políticas Contables, Cambios en la Estimaciones Contables y Errores”. En octubre de 2018, el IASB emitió enmiendas a NIC 1 y NIC 8, para alinear la definición de "material" en todas las normas y para aclarar ciertos aspectos de la definición. La nueva definición establece que, la información es material si omitirla, declararla erróneamente o esconderla razonablemente podría esperarse que influya en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros de propósito general toman con base en esos estados financieros, los cuales proporcionan información financiera acerca de una entidad específica que reporta.

Las enmiendas deben ser aplicadas prospectivamente. La aplicación anticipada está permitida y debe ser revelada.

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 remediado 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			
					31-12-2018			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 \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,00000%	99,07000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99936%	0,00000%	99,99936%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	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.

Con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas en CGE las sociedades de servicios Comercial & Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 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			
						31-12-2018		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			
						31-12-2018		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.

#### 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 \$
31-12-2018	694,77	794,75	27.565,79	18,41
31-12-2017	614,75	739,15	26.798,14	33,11

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La depreciación de las propiedades, planta y equipo se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

El valor residual y la vida útil de los bienes del rubro Propiedades, planta y equipo, se revisan y ajustan si es necesario, en cada cierre de estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de dichos bienes.



Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante la aplicación de pruebas de deterioro.

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

### **3.9.- 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. 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 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 31 de diciembre 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 2018 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1).

#### **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 de la Sociedad.

#### **4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.**

El Grupo CGE efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución y transmisión eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR / VI ) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado, si corresponde, para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del período o ejercicio. Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución, cilindros y estanques del gas fueron efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos. Dicho VNR /VI es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

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

#### **4.5.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.**

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.

El 5 de octubre de 2018 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 6T-2017 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual por tramo de las instalaciones de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, sus tarifas y fórmulas de indexación para el bienio 2018-2019. Los valores establecidos en este decreto tienen vigencia desde el 1 de enero de 2018.

Por otro lado, el 24 de marzo y el 28 de septiembre de 2018 fueron publicados los Decretos N° 12-2017 y N° 7T-2018, ambos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero y el 1 de julio de 2018, respectivamente.

Las diferencias originadas por la publicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias 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.

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 cobrar 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 31 de diciembre de 2018 el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$ 13.910.129. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 1,1% de la deuda financiera total, lo que implica que el 98,9% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-12-2018		31-12-2017	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	695.954.561	54,29%	651.568.154	57,34%
Deuda en unidades de fomento	167.048.584	13,03%	461.072.687	40,58%
Deuda en unidades con cobertura UF/CLP	405.019.516	31,59%	0	0,00%
Deuda en moneda extranjera - m/e	13.910.129	1,09%	23.683.947	2,08%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>1.281.932.790</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.136.324.788</b>	<b>100,00%</b>

Cabe destacar que durante el ejercicio se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 85,9% del total de deuda financiera queda fijada en CLP.

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 31 de diciembre de 2018, el valor del peso argentino se ubicó en \$ 18,41, es decir un 44,4% 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 31 de diciembre de 2018		18,41	755.575	13.910.129	
	-1%	18,23	755.575	13.771.028	(139.101)
	1%	18,59	755.575	14.049.230	139.101

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\$ 139.101 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 31 de diciembre de 2018, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 13,03% 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 31 de

diciembre de 2018, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 1.670.486 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 31 de diciembre de 2018, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 29,4% 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\$ 3.204.306.

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 82,5% 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 31-12-2018	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	206.509.447	394.226.605	177.527.235	0	0	778.263.287
Bonos	21.520.888	60.023.808	148.434.461	213.752.761	356.156.337	799.888.254
<b>Total</b>	<b>228.030.335</b>	<b>454.250.412</b>	<b>325.961.696</b>	<b>213.752.761</b>	<b>356.156.337</b>	<b>1.578.151.541</b>
<b>Porcentualidad</b>	<b>14%</b>	<b>29%</b>	<b>21%</b>	<b>13%</b>	<b>23%</b>	<b>100%</b>

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
<b>Total</b>	<b>346.432.658</b>	<b>404.960.643</b>	<b>150.883.354</b>	<b>187.268.042</b>	<b>287.110.476</b>	<b>1.376.655.173</b>
<b>Porcentualidad</b>	<b>25%</b>	<b>29%</b>	<b>11%</b>	<b>14%</b>	<b>21%</b>	<b>100%</b>

#### 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 2,9 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 4,5% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.680.826.896	1.716.050.849
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	489.552.753	567.216.026
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	89.995.755	105.580.654
<b>Rotación cuentas por cobrar. (meses)</b>	<b>2,9</b>	<b>3,3</b>
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	<b>4,50%</b>	<b>5,17%</b>

#### 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 31 de diciembre de 2018, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2018	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	709.864.690	709.564.847	-0,04%
*Bonos	572.068.100	645.195.514	12,78%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.281.932.790</b>	<b>1.354.760.361</b>	<b>5,68%</b>

\*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%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.136.324.788</b>	<b>1.190.530.656</b>	<b>4,77%</b>

#### 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 al 31 de diciembre de 2018 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en los estados financieros consolidados 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 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Efectivo</b>		
Efectivo en caja.	149.907	1.237.245
Saldos en bancos.	4.658.037	5.830.846
<b>Total efectivo.</b>	<b>4.807.944</b>	<b>7.068.091</b>
<b>Equivalente al efectivo</b>		
Otros equivalentes al efectivo (*).		150.081
<b>Total equivalente al efectivo.</b>	<b>0</b>	<b>150.081</b>
<b>Total</b>	<b>4.807.944</b>	<b>7.218.172</b>

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

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	3.793.668	3.350.273
	US \$	796.950	758.951
	AR \$	216.609	3.108.286
	EUR \$	717	662
<b>Total</b>		<b>4.807.944</b>	<b>7.218.172</b>

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

## 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 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
<b>Otros cobros por actividades de operación</b>		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	65.022.471	120.392.147
Otros cobros	64.959	1.281.997
<b>Total otros cobros por actividades de operación</b>	<b>65.087.430</b>	<b>121.674.144</b>
<b>Otros pagos por actividades de operación</b>		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(15.839.040)	(22.550.535)
Pago de impuestos a las ventas y servicios, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(11.049.617)	(15.203.862)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(83.324)	(80.149)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(26.971.981)</b>	<b>(37.834.546)</b>

## 7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	31-12-2018		31-12-2017	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	5.602.860			
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
<b>Total</b>	<b>5.602.860</b>	<b>175.001</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>

### 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 31 de diciembre 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	
					31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 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 tipo de cambio.	Préstamos y Bonos	5.602.860			
<b>Total</b>					<b>5.602.860</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 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 tipo de cambio.	Préstamos y Bonos	4.546.513			
<b>Total</b>					<b>4.546.513</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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 31 de diciembre de 2018 y 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		31-12-2018	31-12-2017
			31-12-2018	31-12-2017	M\$	M\$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
<b>Total</b>					<b>175.001</b>	<b>175.001</b>

## 7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 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 31 de diciembre de 2018 y 2017, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

### 7.3.1.- Activos 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	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	5.602.860			5.602.860	
<b>Total</b>	<b>5.602.860</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.602.860</b>	<b>0</b>

### 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	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	4.546.513			4.546.513	
<b>Total</b>	<b>4.546.513</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.546.513</b>	<b>0</b>

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:		
	31-12-2018		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>

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
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>175.001</b>

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	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales, neto.	348.127.736	380.962.683	15.923.619	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	388.567	202.951	2.240.287	859.555
Otras cuentas por cobrar, neto.	32.030.405	62.734.844	846.384	1.129.847
<b>Total</b>	<b>380.546.708</b>	<b>443.900.478</b>	<b>19.010.290</b>	<b>17.734.894</b>

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Por cobrar al personal</b>				
Préstamos al personal.	1.792.525	2.403.261	391.982	278.269
Anticipo de remuneraciones.	370.745	432.600		
Fondos por rendir.	90.228	177.043		
<b>Sub total</b>	<b>2.253.498</b>	<b>3.012.904</b>	<b>391.982</b>	<b>278.269</b>
<b>Impuestos por recuperar</b>				
Iva crédito fiscal.	2.431.254	4.082.436		
<b>Sub total</b>	<b>2.431.254</b>	<b>4.082.436</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Deudores varios</b>				
Deudores varios. (*)	10.796.803	31.760.214		
Anticipo Proveedores.	11.491.433	19.422.509		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			449.824	828.145
Boletas garantías.	898	4.693		
Otros documentos por cobrar.	3.435.587	4.523.455	4.578	23.433
Otros.	2.030.082	561.800		
Provisión de deterioro.	(409.150)	(633.167)		
<b>Sub total</b>	<b>27.345.653</b>	<b>55.639.504</b>	<b>454.402</b>	<b>851.578</b>
<b>Total</b>	<b>32.030.405</b>	<b>62.734.844</b>	<b>846.384</b>	<b>1.129.847</b>

(\*) Ver Nota N° 4.5

#### 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	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales, bruto.	437.714.341	485.910.170	15.923.619	15.745.492
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	388.567	202.951	2.240.287	859.555
Otras cuentas por cobrar, bruto.	32.439.555	63.368.011	846.384	1.129.847
<b>Total</b>	<b>470.542.463</b>	<b>549.481.132</b>	<b>19.010.290</b>	<b>17.734.894</b>

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Deudores comerciales.	89.586.605	104.947.487
Otras cuentas por cobrar.	409.150	633.167
<b>Total</b>	<b>89.995.755</b>	<b>105.580.654</b>

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2018 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.	(42.605.712)	(20.348.563)
Aplicación NIIF 9 (*)	8.928.212	
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(235.097)	(59.910)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	18.327.698	33.086.845
<b>Total</b>	<b>89.995.755</b>	<b>105.580.654</b>

(\*) 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 19.3).

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 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	31-12-2018			31-12-2017		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	609.856	(203.018)	406.838	278.092	(75.141)	202.951
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.992.023	(454.267)	1.537.756	897.496	(142.091)	755.405
Más de cinco años.	750.592	(66.332)	684.260	110.662	(6.512)	104.150
<b>Total</b>	<b>3.352.471</b>	<b>(723.617)</b>	<b>2.628.854</b>	<b>1.286.250</b>	<b>(223.744)</b>	<b>1.062.506</b>

## 8.2.- Estratificación de la cartera.

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

31-12-2018	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.	246.049.808	75.916.531	18.292.409	9.289.903	5.628.354	5.086.511	3.787.723	3.046.558	2.822.680	83.717.483	453.637.960	437.714.341	15.923.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.628.854										2.628.854	388.567	2.240.287
Otras cuentas por cobrar, bruto.	32.251.619	59.734	71.980				39.054			863.552	33.285.939	32.439.555	846.384
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.698.332)	(1.188.602)	(934.060)	(1.168.089)	(1.626.636)	(1.471.141)	(1.467.163)	(1.464.452)	(1.300.732)	(76.267.398)	(89.586.605)	(89.586.605)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(409.150)	(409.150)	(409.150)	
<b>Total</b>	<b>278.231.949</b>	<b>74.787.663</b>	<b>17.430.329</b>	<b>8.121.814</b>	<b>4.001.718</b>	<b>3.615.370</b>	<b>2.359.614</b>	<b>1.582.106</b>	<b>1.521.948</b>	<b>7.904.487</b>	<b>399.556.998</b>	<b>380.546.708</b>	<b>19.010.290</b>

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)	
<b>Total</b>	<b>336.442.791</b>	<b>79.022.881</b>	<b>25.971.249</b>	<b>7.073.677</b>	<b>4.937.346</b>	<b>4.001.260</b>	<b>3.563.287</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>622.881</b>	<b>461.635.372</b>	<b>443.900.478</b>	<b>17.734.894</b>

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

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

31-12-2018								
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\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		153.473.700					153.473.700	0
Por vencer. (2)	541.206	75.215.951	(62.107)	274.483	17.360.157	(2.636.225)	92.576.108	(2.698.332)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>541.206</b>	<b>228.689.651</b>	<b>(62.107)</b>	<b>274.483</b>	<b>17.360.157</b>	<b>(2.636.225)</b>	<b>246.049.808</b>	<b>(2.698.332)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	475.904	74.919.276	(1.063.364)	11.604	997.255	(125.238)	75.916.531	(1.188.602)
Entre 31 y 60 días	98.924	17.814.333	(865.337)	5.536	478.076	(68.723)	18.292.409	(934.060)
Entre 61 y 90 días	68.005	8.871.163	(1.127.811)	4.588	418.740	(40.278)	9.289.903	(1.168.089)
Entre 91 y 120 días	37.198	5.333.356	(1.578.700)	4.325	294.998	(47.936)	5.628.354	(1.626.636)
Entre 121 y 150 días	38.971	4.739.437	(1.407.704)	3.913	347.074	(63.437)	5.086.511	(1.471.141)
Entre 151 y 180 días	21.896	3.380.695	(1.422.171)	3.261	407.028	(44.992)	3.787.723	(1.467.163)
Entre 181 y 210 días	19.722	2.843.426	(1.391.363)	2.964	203.132	(73.089)	3.046.558	(1.464.452)
Entre 211 y 250 días	24.654	2.664.924	(1.213.083)	4.462	157.756	(87.649)	2.822.680	(1.300.732)
Más de 250 días	579.219	61.497.971	(54.054.457)	122.932	22.219.512	(22.212.941)	83.717.483	(76.267.398)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.364.494</b>	<b>182.064.581</b>	<b>(64.123.990)</b>	<b>163.585</b>	<b>25.523.571</b>	<b>(22.764.283)</b>	<b>207.588.152</b>	<b>(86.888.273)</b>
<b>Total</b>	<b>1.905.700</b>	<b>410.754.232</b>	<b>(64.186.097)</b>	<b>438.068</b>	<b>42.883.728</b>	<b>(25.400.508)</b>	<b>453.637.960</b>	<b>(89.586.605)</b>

  

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\$
<b>Por vencer</b>								
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)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>603.885</b>	<b>254.815.741</b>	<b>(10.025.171)</b>	<b>272.455</b>	<b>28.926.702</b>	<b>(695.639)</b>	<b>283.742.443</b>	<b>(10.720.810)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
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)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.530.290</b>	<b>193.657.983</b>	<b>(72.928.858)</b>	<b>169.185</b>	<b>24.255.236</b>	<b>(21.297.819)</b>	<b>217.913.219</b>	<b>(94.226.677)</b>
<b>Total</b>	<b>2.134.175</b>	<b>448.473.724</b>	<b>(82.954.029)</b>	<b>441.640</b>	<b>53.181.938</b>	<b>(21.993.458)</b>	<b>501.655.662</b>	<b>(104.947.487)</b>

- (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.

31-12-2018								
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\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)		153.473.700					153.473.700	0
Por vencer. (2)	540.974	73.954.641	(62.107)	274.483	17.360.157	(2.636.225)	91.314.798	(2.698.332)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>540.974</b>	<b>227.428.341</b>	<b>(62.107)</b>	<b>274.483</b>	<b>17.360.157</b>	<b>(2.636.225)</b>	<b>244.788.498</b>	<b>(2.698.332)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
						(22.102.933)		
Entre 1 y 30 días	475.889	74.740.764	(1.063.364)	11.604	997.255	(125.238)	75.738.019	(1.188.602)
Entre 31 y 60 días	98.918	17.735.330	(837.888)	5.536	478.076	(68.723)	18.213.406	(906.611)
Entre 61 y 90 días	67.999	8.817.130	(1.127.811)	4.588	418.740	(40.278)	9.235.870	(1.168.089)
Entre 91 y 120 días	37.198	5.328.269	(1.578.700)	4.325	294.998	(47.936)	5.623.267	(1.626.636)
Entre 121 y 150 días	38.968	4.724.395	(1.407.704)	3.913	347.074	(63.437)	5.071.469	(1.471.141)
Entre 151 y 180 días	21.889	3.368.434	(1.422.171)	3.261	407.028	(44.992)	3.775.462	(1.467.163)
Entre 181 y 210 días	19.711	2.836.405	(1.384.342)	2.964	203.132	(73.089)	3.039.537	(1.457.431)
Entre 211 y 250 días	24.654	2.664.924	(1.213.083)	4.462	157.756	(87.649)	2.822.680	(1.300.732)
Más de 250 días	579.148	61.304.286	(53.993.516)	122.932	22.219.512	(22.102.933)	83.523.798	(76.096.449)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.364.375</b>	<b>181.519.937</b>	<b>(64.028.579)</b>	<b>163.585</b>	<b>25.523.571</b>	<b>(22.654.275)</b>	<b>207.043.508</b>	<b>(86.682.854)</b>
<b>Total</b>	<b>1.905.349</b>	<b>408.948.278</b>	<b>(64.090.686)</b>	<b>438.068</b>	<b>42.883.728</b>	<b>(25.290.500)</b>	<b>451.832.006</b>	<b>(89.381.186)</b>

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\$
<b>Por vencer</b>								
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)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>603.283</b>	<b>253.309.494</b>	<b>(9.850.882)</b>	<b>270.984</b>	<b>28.231.063</b>	<b>0</b>	<b>281.540.557</b>	<b>(9.850.882)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
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)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.527.939</b>	<b>192.072.931</b>	<b>(71.840.511)</b>	<b>164.261</b>	<b>21.791.577</b>	<b>(18.834.160)</b>	<b>213.864.508</b>	<b>(90.674.671)</b>
<b>Total</b>	<b>2.131.222</b>	<b>445.382.425</b>	<b>(81.691.393)</b>	<b>435.245</b>	<b>50.022.640</b>	<b>(18.834.160)</b>	<b>495.405.065</b>	<b>(100.525.553)</b>

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

31-12-2018								
Tramos de deudas Segmento Servicios	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\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	232	1.261.310					1.261.310	0
<b>Sub total por vencer</b>	<b>232</b>	<b>1.261.310</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.261.310</b>	<b>0</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	15	178.512					178.512	0
Entre 31 y 60 días	6	79.003	(27.449)				79.003	(27.449)
Entre 61 y 90 días	6	54.033					54.033	0
Entre 91 y 120 días	5	5.087					5.087	0
Entre 121 y 150 días	3	15.042					15.042	0
Entre 151 y 180 días	7	12.261					12.261	0
Entre 181 y 210 días	6	7.021	(7.021)				7.021	(7.021)
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	71	193.685	(60.941)			(110.008)	193.685	(170.949)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>119</b>	<b>544.644</b>	<b>(95.411)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(110.008)</b>	<b>544.644</b>	<b>(205.419)</b>
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>1.805.954</b>	<b>(95.411)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(110.008)</b>	<b>1.805.954</b>	<b>(205.419)</b>

31-12-2017								
Tramos de deudas Segmento Servicios	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\$
<b>Por vencer</b>								
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)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>602</b>	<b>1.506.247</b>	<b>(174.289)</b>	<b>1.471</b>	<b>695.639</b>	<b>(695.639)</b>	<b>2.201.886</b>	<b>(869.928)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
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)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>2.351</b>	<b>1.585.052</b>	<b>(1.088.347)</b>	<b>4.924</b>	<b>2.463.659</b>	<b>(2.463.659)</b>	<b>4.048.711</b>	<b>(3.552.006)</b>
<b>Total</b>	<b>2.953</b>	<b>3.091.299</b>	<b>(1.262.636)</b>	<b>6.395</b>	<b>3.159.298</b>	<b>(3.159.298)</b>	<b>6.250.597</b>	<b>(4.421.934)</b>

### 8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

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

31-12-2018				
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.	22.887	3.107.925	8.557	30.712.318
<b>Total</b>	<b>22.887</b>	<b>3.107.925</b>	<b>8.557</b>	<b>30.712.318</b>

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
<b>Total</b>	<b>24.344</b>	<b>4.610.456</b>	<b>5.213</b>	<b>33.520.066</b>

#### 8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Provisión cartera no repactada	11.439.921	26.636.072
Provisión cartera repactada	6.887.777	6.450.773
<b>Total</b>	<b>18.327.698</b>	<b>33.086.845</b>

#### 8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2018 31-12-2018 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	32.328.521	1.562.690.880
Ventas de energía eléctrica Argentina	2.988.452	92.593.795
Ventas de servicios	41.616	70.381.894
<b>Total</b>	<b>35.358.589</b>	<b>1.725.666.569</b>

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	34.208.415	1.584.411.194
Ventas de energía eléctrica Argentina	3.428.458	90.086.717
Ventas de servicios	64.809	95.380.003
<b>Total</b>	<b>37.701.682</b>	<b>1.769.877.914</b>



**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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

Dentro del rubro cuenta por pagar empresas relacionadas figuran un contrato de mutuo suscrito con Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile, 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 8 de mayo de 2020.

**9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.**

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 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	
							31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	AR \$	219.108	519.297		
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 \$	106.633	42.504		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	892	799		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	150.548	1.593		
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.564	24.538		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	80.676	44.016		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	1.694	2.412		
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		83.425		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	216.774			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	11.610.654	3.002.891		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	136.891	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		
<b>TOTALES</b>							<b>12.526.434</b>	<b>3.735.759</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 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	
							31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 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	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	67.655	1.438.447		
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	7.257			
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista	CL \$	14.513			
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Mutuo	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$				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 \$	137.798	740.686		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	32.711	569.573		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	999.000	36.429		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	20.483	18.367		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Comùn	CL \$	1.592.078	8.380.221		
<b>TOTALES</b>							<b>2.871.495</b>	<b>47.889.246</b>	<b>0</b>	<b>45.217.350</b>

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2018 31-12-2018		01-01-2017 31-12-2017	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Gas Natural Fenosa Ingeniería Mexico S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$			16.990	(16.990)
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Intereses Préstamo	CL \$	2.198.800	(2.198.800)	969.450	(969.450)
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	3.886	3.886	1.306	1.306
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	6.672.712	(6.672.712)	3.122.091	(3.122.091)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.203	2.203	21.802	21.802
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados		584	584		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	6.416	(6.416)	29.872	(29.872)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	362.105	362.105	349.491	349.491
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	52.349	(52.349)	66.658	(66.658)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	103.249	103.249	89.518	89.518
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	26.422	26.422	28.383	28.383
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	35.493	35.493	2.406	2.406
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$			14.981	14.981
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	539	539	191	191
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			20.153	20.153
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Servicios de impresión	CL \$	4.992	4.992	220	220
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$			1.550	1.550
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	208.326	(208.326)	728.621	(728.621)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	62.329	62.329	104.134	104.134
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			64.790	64.790
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 \$	40.739	(40.739)	19.570	(19.570)
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			5.326	5.326
76.270.843-4	Inca de Varas I S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			5.326	5.326
76.282.112-5	Inca de Varas II S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			5.326	5.326
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacifico Spa	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	2.564	2.564	26.788	26.788
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			3.357	3.357
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	1.565	1.565		

9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados (continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2018 31-12-2018		01-01-2017 31-12-2017	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	27.762	(27.762)	12.644	(12.644)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			4.500	(4.500)
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	1.523.001	1.523.001	4.375.670	4.375.670
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	21	(21)		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	21.080	21.080		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	332.787	332.787	31.058	31.058
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	2.635.289	(2.635.289)	3.531.361	(3.531.361)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	110.863	(110.863)	376.551	(376.551)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	319.608	319.608	303.008	303.008
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CL \$	66.857	66.857	546.597	546.597
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			42.751	42.751
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$	23.075	23.075	6.123	6.123
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio de impresión	CL \$	63	63		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por operación y mantenimiento de líneas y redes	CL \$			166	166
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos	CL \$			195	195
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			9.558	(9.558)

## 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

En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada el 25 de septiembre de 2018, los señores Manuel García Cobaleda y Eduardo Morandé Montt presentaron su renuncia al cargo de Director de la Sociedad, designando el Directorio en su reemplazo a doña María del Valle Higuera Rabadan y a doña Rita Ruiz de Alda Iparraguirre, respectivamente, en consecuencia el Directorio queda compuesto como sigue:

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente
Luis Zarauza Quirós	Director
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director
María del Valle Higuera Rabadan	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
		Dieta directorio M\$	Dieta directorio M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente	88.335	
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	24.937	24.391
Eduardo Rafael Morandé Montt	Ex - Director	18.631	24.391
Manuel García Cobaleda	Ex - Director	18.631	24.391
Jose Enrique Auffray García	Ex - Director	6.169	24.391
Luis Zaruza Quiros	Director	15.238	
María del Valle Higuera Rabadán	Director	6.306	
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director	6.306	
<b>Totales</b>		<b>184.553</b>	<b>97.564</b>

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 64.425 al 31 de diciembre de 2018 y M\$ 33.258 al 31 de diciembre de 2017.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 13.036.008 al 31 de diciembre de 2018 (M\$ 12.419.008 al 31 de diciembre de 2017).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 2.168.640 al 31 de diciembre de 2018 (M\$ 2.535.939 al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Materias primas.	2.080.932	2.899.243		
Productos en proceso.	138.501	274.234		
Mercaderías para la venta.	3.804.462	3.419.571		
Suministros para la producción.	2.564.063	3.071.513		
Suministros para mantención.	196.417	201.225		
Mercaderías en tránsito.	101.095	409.891		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	364.834	364.834	996.293	1.146.081
Provisión de deterioro.	(531.862)	(741.942)		
<b>Total</b>	<b>8.718.442</b>	<b>9.898.569</b>	<b>996.293</b>	<b>1.146.081</b>

Al 31 de diciembre de 2018 y 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 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
	Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	210.080
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	26.683.796	44.672.590

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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Activos por impuestos</b>				
Pagos provisionales mensuales.	18.821.254	50.563.250		
Rebajas al impuesto.	24.000	47.949		
Créditos al impuesto.	23.282.928	283.993		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	999.452			
<b>Subtotal activos por impuestos</b>	<b>43.127.634</b>	<b>50.895.192</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Pasivos por impuestos</b>				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(9.566.698)	(12.090.482)		
<b>Subtotal pasivos por impuestos</b>	<b>(9.566.698)</b>	<b>(12.090.482)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total activos (pasivos) por impuestos</b>	<b>33.560.936</b>	<b>38.804.710</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Gastos pagados por anticipado.	1.023.249	781.728		
Garantías de arriendo.		40.382		
Boletas en garantía.	28.196	12.313		
Otros activos	353.920	1.288.143	40.090	40.090
<b>Total</b>	<b>1.405.365</b>	<b>2.122.566</b>	<b>40.090</b>	<b>40.090</b>

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 31 de diciembre 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\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2018 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.867.237		8.042.867	(4.356.564)	(9.770.837)		9.782.703
<b>Total</b>	<b>15.867.237</b>	<b>0</b>	<b>8.042.867</b>	<b>(4.356.564)</b>	<b>(9.770.837)</b>	<b>0</b>	<b>9.782.703</b>

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\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2017 M\$
Inversiones en asociadas.	46.099			(4.956)		(41.143)	
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.284.619		12.231.938	(6.879.572)	(4.769.748)		15.867.237
<b>Total</b>	<b>15.330.718</b>	<b>0</b>	<b>12.231.938</b>	<b>(6.884.528)</b>	<b>(4.769.748)</b>	<b>(41.143)</b>	<b>15.867.237</b>

### 13.2.- Sociedades con control conjunto.

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

Al 31 de diciembre 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\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2018 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.094.947		5.097.384	(2.843.520)	(6.711.582)		6.637.229
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	4.112.553		2.820.353	(1.443.975)	(2.739.095)		2.749.836
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	659.737		125.130	(69.069)	(320.160)		395.638
<b>Total</b>					<b>15.867.237</b>	<b>0</b>	<b>8.042.867</b>	<b>(4.356.564)</b>	<b>(9.770.837)</b>	<b>0</b>	<b>9.782.703</b>

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\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) 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
<b>Total</b>					<b>15.284.619</b>	<b>0</b>	<b>12.231.938</b>	<b>(6.879.572)</b>	<b>(4.769.748)</b>	<b>0</b>	<b>15.867.237</b>

13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 31 de diciembre de 2018

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2018													
		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%	3.532.694	9.815.702	<b>13.348.396</b>	73.939		<b>73.939</b>	<b>13.274.457</b>		10.194.768	<b>10.194.768</b>		<b>10.194.768</b>		<b>10.194.768</b>
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	35.996.298	40.739.912	<b>76.736.210</b>	53.947.121	8.687.361	<b>62.634.482</b>	<b>14.101.728</b>	159.962.519	(145.499.169)	<b>14.463.350</b>		<b>14.463.350</b>		<b>14.463.350</b>
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	480.737	3.509.917	<b>3.990.654</b>	34.275		<b>34.275</b>	<b>3.956.379</b>		1.251.304	<b>1.251.304</b>		<b>1.251.304</b>		<b>1.251.304</b>

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	<b>22.204.460</b>	14.567		<b>14.567</b>	<b>22.189.893</b>	11.589	15.704.573	<b>15.716.162</b>		<b>15.716.162</b>		<b>15.716.162</b>
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	45.812.681	53.940.177	<b>99.752.858</b>	60.120.519	18.542.319	<b>78.662.838</b>	<b>21.090.020</b>	168.896.017	(147.917.683)	<b>20.978.334</b>		<b>20.978.334</b>		<b>20.978.334</b>
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	711.729	5.959.965	<b>6.671.694</b>	74.331		<b>74.331</b>	<b>6.597.363</b>		2.830.817	<b>2.830.817</b>		<b>2.830.817</b>		<b>2.830.817</b>

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

Al 31 de diciembre de 2018

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2018						
	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.	2.980.234				369.472		(50.805)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	869.601	4.413.310	5.863.510	(431.879)	(4.705.429)	(9.654.452)	(2.988.362)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	450.045				37.519		(3.573)

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 31 de diciembre 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 M\$							31-12-2018 M\$	
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	57.806.471		2.332.041	(2.370.780)	49		2.297.404	60.065.185	(2.496)
CGE Argentina S.A. (*)	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(13.571.258)		1.059.808	(579.129)	7.466.608			(5.623.971)	(48)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	7.705.214		610.974	(492.199)		(7.840.455)	16.466	0	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	14.266.409		(382.148)	(2.174.587)			118.040	11.827.714	(20.414)
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	56.352.503		3.652.992	(3.305.488)		(63.624.704)	6.924.697	0	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	99,99936%	100,00000%	2.481.531	25.000.000	4.164.861				123.900	31.770.292	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	1.982.274		574.401			(2.556.675)		0	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	94.130.301		(2.823.439)	(259.687)			(83.176)	0	(20.513)
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	85.103.996		(541.540)	(810.245)		(83.697.183)	(55.028)	0	(104.419)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	39.552.357		(323.800)	(387.392)		(38.752.444)	(88.721)	0	(24.031)
Transemel S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	36.386.034	7.030.248	1.229.288	(371.250)			1.396.915	45.671.235	
<b>Total</b>					<b>382.195.832</b>	<b>32.030.248</b>	<b>9.553.438</b>	<b>(10.750.757)</b>	<b>7.466.657</b>	<b>(287.435.460)</b>	<b>10.650.497</b>	<b>143.710.455</b>	<b>(171.921)</b>

(\*) Ver Nota 3.1.2

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 M\$							31-12-2017 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	
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	
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				(11.499.767)	1.982.274	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	92,67917%	92,67917%			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%			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%			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%			848.401	(371.250)		36.984.245	(1.075.362)	36.386.034	
<b>Total</b>					<b>1.226.699.672</b>	<b>0</b>	<b>48.845.276</b>	<b>(36.505.151)</b>	<b>(8.623.506)</b>	<b>(827.040.023)</b>	<b>(21.180.436)</b>	<b>382.195.832</b>	<b>(435.419)</b>

### 13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2018

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2018													
		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%	14.958.377	131.483.381	<b>146.441.758</b>	6.963.480	38.278.594	<b>45.242.074</b>	<b>101.199.684</b>	37.139.658	(24.834.983)	(8.031.960)	<b>4.272.715</b>	<b>2.334.688</b>	<b>3.886.047</b>	<b>2.121.564</b>
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	37.149.787	(36.667.746)	(4.383.287)	<b>(3.901.246)</b>	<b>(3.901.246)</b>	<b>(3.876.064)</b>	<b>(3.876.064)</b>
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	12.688.878	(11.434.757)	(1.709.752)	<b>(455.631)</b>	<b>(455.631)</b>	<b>(442.643)</b>	<b>(442.643)</b>
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	22.064.894	(19.752.743)	(2.908.699)	<b>(596.548)</b>	<b>(596.548)</b>	<b>(641.533)</b>	<b>(641.533)</b>
Transemel S.A.	100,00000%	3.539.609	54.903.104	<b>58.442.713</b>	15.464.282	12.577.496	<b>28.041.778</b>	<b>30.400.935</b>	6.919.828	(2.657.656)	(2.876.177)	<b>1.385.995</b>	<b>1.385.995</b>	<b>1.385.995</b>	<b>1.385.995</b>
CGE Argentina S.A.	99,99164%	36.439.018	21.950.889	<b>58.389.907</b>	58.616.457	5.365.240	<b>63.981.697</b>	<b>(5.591.790)</b>	92.593.795	(66.374.041)	(25.246.981)	<b>972.773</b>	<b>1.059.897</b>	<b>8.308.820</b>	<b>8.526.588</b>
Comercial & Logística General S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	26.267.533	(23.154.238)	(2.502.318)	<b>610.977</b>	<b>610.977</b>	<b>626.827</b>	<b>626.827</b>
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.816.593	8.103.233	<b>15.919.826</b>	1.389.564	1.951.452	<b>3.341.016</b>	<b>12.578.810</b>	8.878.105	(6.736.814)	(2.453.644)	<b>(312.353)</b>	<b>(385.747)</b>	<b>(346.168)</b>	<b>(419.562)</b>
Inversiones y Gestión S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	6.884.226	(2.499.318)	(731.773)	<b>3.653.135</b>	<b>3.653.135</b>	<b>3.653.135</b>	<b>3.653.135</b>
Sociedad de Computación Binaria S.A.	99,99936%	5.760.743	31.319.949	<b>37.080.692</b>	5.310.197		<b>5.310.197</b>	<b>31.770.495</b>	27.853.192	(17.781.675)	(5.906.630)	<b>4.164.887</b>	<b>4.164.887</b>	<b>4.164.887</b>	<b>4.164.887</b>
Novanet S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	498.838	(29.805)	105.420	<b>574.453</b>	<b>574.453</b>	<b>574.453</b>	<b>574.453</b>

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%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	906.738.230	(789.911.159)	(96.030.723)	<b>20.796.348</b>	<b>20.804.707</b>	<b>20.408.543</b>	<b>20.416.902</b>
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,42645%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	236.417.204	(204.599.246)	(37.896.292)	<b>(6.078.334)</b>	<b>(6.056.611)</b>	<b>(6.206.838)</b>	<b>(6.184.561)</b>
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	13.322.973	126.776.927	<b>140.099.900</b>	7.060.014	36.595.510	<b>43.655.524</b>	<b>96.444.376</b>	36.270.151	(22.892.072)	(8.020.406)	<b>5.357.673</b>	<b>2.912.916</b>	<b>5.383.679</b>	<b>2.950.724</b>
Emel Norte S.A.	98,21715%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	84.338.505	(69.157.406)	(10.674.497)	<b>4.506.602</b>	<b>4.057.457</b>	<b>4.213.239</b>	<b>3.793.873</b>
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	92,67917%	31.607.426	100.974.971	<b>132.582.397</b>	51.872.332	24.711.180	<b>76.583.512</b>	<b>55.998.885</b>	58.482.430	(50.130.801)	(7.251.125)	<b>1.100.504</b>	<b>1.100.504</b>	<b>1.186.973</b>	<b>1.186.973</b>
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	94,15909%	10.609.750	40.759.772	<b>51.369.522</b>	15.107.475	5.649.223	<b>20.756.698</b>	<b>30.612.824</b>	18.819.150	(14.932.333)	(2.388.489)	<b>1.498.328</b>	<b>1.498.328</b>	<b>1.545.908</b>	<b>1.545.908</b>
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	88,58393%	22.064.559	63.096.424	<b>85.160.983</b>	20.242.832	18.244.576	<b>38.487.408</b>	<b>46.673.575</b>	32.580.907	(26.366.149)	(3.385.969)	<b>2.828.789</b>	<b>2.828.789</b>	<b>2.897.214</b>	<b>2.897.214</b>
Transemel S.A.	100,00000%	4.664.852	50.415.254	<b>55.080.106</b>	8.539.760	18.436.557	<b>26.976.317</b>	<b>28.103.789</b>	3.912.635	(999.443)	(1.756.734)	<b>1.156.458</b>	<b>1.156.458</b>	<b>1.156.458</b>	<b>1.156.458</b>
CGE Argentina S.A.	99,99164%	43.476.137	11.039.610	<b>54.515.747</b>	61.485.133	6.352.046	<b>67.837.179</b>	<b>(13.321.432)</b>	90.086.717	(57.125.134)	(19.352.085)	<b>13.609.498</b>	<b>13.558.308</b>	<b>4.924.332</b>	<b>4.934.118</b>
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	24.261.944	827.931	<b>25.089.875</b>	16.819.438	565.179	<b>17.384.617</b>	<b>7.705.258</b>	44.740.929	(39.926.417)	(3.313.077)	<b>1.501.435</b>	<b>1.501.435</b>	<b>1.480.656</b>	<b>1.480.656</b>
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.726.805	8.080.802	<b>22.807.607</b>	5.840.106	1.987.901	<b>7.828.007</b>	<b>14.979.600</b>	12.531.434	(9.065.168)	(2.716.209)	<b>750.057</b>	<b>672.178</b>	<b>749.128</b>	<b>671.249</b>
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	12.341.925	46.778.851	<b>59.120.776</b>	2.077.387	688.639	<b>2.766.026</b>	<b>56.354.750</b>	9.102.424	(4.153.397)	(1.627.899)	<b>3.321.128</b>	<b>3.321.128</b>	<b>3.321.128</b>	<b>3.321.128</b>
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	1.660.865	35.057.291	<b>36.718.156</b>	14.271.307	19.965.151	<b>34.236.458</b>	<b>2.481.698</b>	27.820.531	(22.518.162)	(3.779.318)	<b>1.523.051</b>	<b>1.523.051</b>	<b>1.523.051</b>	<b>1.523.051</b>
Novanet S.A.	100,00000%	3.544.730	16.738	<b>3.561.468</b>	1.578.792	223	<b>1.579.015</b>	<b>1.982.453</b>	1.184.685	(193.152)	565.427	<b>1.556.960</b>	<b>1.556.960</b>	<b>1.556.960</b>	<b>1.556.960</b>

## 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 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2018		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	12.235.284		12.235.284
Programas informáticos.	53.643.417	(43.125.365)	10.518.052
Otros activos intangibles identificables.	869.651.573	2.812.458	872.464.031
<b>Total</b>	<b>935.530.274</b>	<b>(40.312.907)</b>	<b>895.217.367</b>

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
<b>Total</b>	<b>915.836.977</b>	<b>(34.577.872)</b>	<b>881.259.105</b>

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

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2018 alcanza a M\$ 40.312.907 y M\$ 34.577.872 en 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 31 de diciembre de 2018 y 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 31 de diciembre de 2018 y 2017 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2018			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>	<b>16.474.560</b>	<b>11.862.162</b>	<b>852.922.383</b>	<b>881.259.105</b>
Adiciones por desarrollo interno.	643.276			643.276
Adiciones.		16.801	12.115.392	12.132.193
Amortización.		(6.243.463)	(477.922)	(6.721.385)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			7.904.178	7.904.178
Otros incrementos (disminuciones).	(4.882.552)	4.882.552		0
<b>Cambios, total</b>	<b>(4.239.276)</b>	<b>(1.344.110)</b>	<b>19.541.648</b>	<b>13.958.262</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>12.235.284</b>	<b>10.518.052</b>	<b>872.464.031</b>	<b>895.217.367</b>

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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	<b>12.349.109</b>	<b>15.401.303</b>	<b>852.241.310</b>	<b>879.991.722</b>
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
<b>Cambios, total</b>	<b>4.125.451</b>	<b>(3.539.141)</b>	<b>681.073</b>	<b>1.267.383</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>16.474.560</b>	<b>11.862.162</b>	<b>852.922.383</b>	<b>881.259.105</b>



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

Detalle de otros activos identificables al  31-12-2018	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	684.263.086	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	19.392.207	39
Servidumbres.	168.669.367	Indefinida
Servidumbres.	139.371	Definida
<b>Total</b>	<b>872.464.031</b>	

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
<b>Total</b>	<b>852.922.383</b>	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre 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 31-12-2018		01-01-2017 31-12-2017	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	6.203.507	468.004	6.036.059	703.519
Gastos de administración.	39.956	9.918	48.747	9.773
<b>Total</b>	<b>6.243.463</b>	<b>477.922</b>	<b>6.084.806</b>	<b>713.292</b>

## 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 31 de diciembre de 2018 y 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	Otros	Saldo al	Otros	Saldo al
					01-01-2017	incrementos (disminuciones)	31-12-2017	incrementos (disminuciones)	31-12-2018
					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)	6.503.403	(2.273.597)
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)
<b>Totales</b>					<b>218.067.233</b>	<b>0</b>	<b>218.067.233</b>	<b>6.503.403</b>	<b>224.570.636</b>

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 31 de diciembre de 2018 y 2017 el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Saldo Inicial</b>	<b>9.729.195</b>	<b>9.641.689</b>
Adiciones, propiedades de inversión.		91.652
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.	140.641	
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(38.777)	
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.		(4.146)
<b>Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable</b>	<b>101.864</b>	<b>87.506</b>
<b>Total</b>	<b>9.831.059</b>	<b>9.729.195</b>

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	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	9.831.059	9.729.195
<b>Total</b>	<b>9.831.059</b>	<b>9.729.195</b>

### 16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	1.012.254	751.719

## 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 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>365.342.139</b>	<b>315.818.043</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>87.423.226</b>	<b>64.011.670</b>
<b>Edificios.</b>	<b>35.931.082</b>	<b>39.891.241</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>1.440.947.778</b>	<b>1.320.081.615</b>
Subestaciones de poder.	405.697.425	365.500.365
Líneas de transporte energía.	201.777.349	203.710.166
Subestaciones de distribución.	105.762.716	92.026.207
Líneas y redes de media y baja tensión.	670.701.881	610.311.346
Maquinas y equipos de generación.	30.118.522	26.939.271
Medidores.	26.889.885	21.594.260
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>3.531.418</b>	<b>801.699</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>11.654.370</b>	<b>12.105.312</b>
Equipos de comunicaciones.	495.065	542.315
Herramientas.	8.642.823	8.690.201
Muebles y útiles.	1.691.715	2.159.378
Instalaciones y accesorios diversos.	824.767	713.418
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>4.994.694</b>	<b>6.032.067</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>2.588.233</b>	<b>3.556.411</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>1.525.745</b>	<b>1.542.020</b>
<b>Repuestos</b>	<b>19.513.337</b>	<b>28.950.732</b>
<b>Total</b>	<b>1.973.452.022</b>	<b>1.792.790.810</b>

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

<b>Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>31-12-2018 M\$</b>	<b>31-12-2017 M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>365.342.139</b>	<b>315.818.043</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>87.423.226</b>	<b>64.011.670</b>
<b>Edificios.</b>	<b>60.232.072</b>	<b>64.527.615</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>1.992.365.979</b>	<b>1.890.059.096</b>
Subestaciones de poder.	517.779.453	489.568.131
Lineas de transporte energía.	265.103.903	275.591.232
Subestaciones de distribución.	146.912.853	136.352.443
Líneas y redes de media y baja tensión.	939.763.893	881.307.850
Maquinas y equipos de generación.	68.371.081	60.653.788
Medidores.	54.434.796	46.585.652
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>22.406.164</b>	<b>19.244.412</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>43.028.048</b>	<b>43.473.987</b>
Equipos de comunicaciones.	4.435.161	4.393.723
Herramientas.	21.736.360	21.003.699
Muebles y útiles.	9.307.953	10.735.904
Instalaciones y accesorios diversos.	7.548.574	7.340.661
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>13.335.779</b>	<b>13.732.434</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>5.813.516</b>	<b>6.265.058</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>1.525.745</b>	<b>1.569.398</b>
<b>Repuestos</b>	<b>20.673.903</b>	<b>29.872.654</b>
<b>Total</b>	<b>2.612.146.571</b>	<b>2.448.574.367</b>

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

<b>Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos</b>	<b>31-12-2018 M\$</b>	<b>31-12-2017 M\$</b>
<b>Edificios.</b>	<b>24.300.990</b>	<b>24.636.374</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>551.418.201</b>	<b>569.977.481</b>
Subestaciones de poder.	112.082.028	124.067.766
Lineas de transporte energía.	63.326.554	71.881.066
Subestaciones de distribución.	41.150.137	44.326.236
Líneas y redes de media y baja tensión.	269.062.012	270.996.504
Maquinas y equipos de generación.	38.252.559	33.714.517
Medidores.	27.544.911	24.991.392
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>18.874.746</b>	<b>18.442.713</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>31.373.678</b>	<b>31.368.675</b>
Equipos de comunicaciones.	3.940.096	3.851.408
Herramientas.	13.093.537	12.313.498
Muebles y útiles.	7.616.238	8.576.526
Instalaciones y accesorios diversos.	6.723.807	6.627.243
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>8.341.085</b>	<b>7.700.367</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>3.225.283</b>	<b>2.708.647</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>		<b>27.378</b>
<b>Repuestos</b>	<b>1.160.566</b>	<b>921.922</b>
<b>Total</b>	<b>638.694.549</b>	<b>655.783.557</b>

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

Movimiento al 31 de diciembre 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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2018</b>		<b>315.818.043</b>	<b>64.011.670</b>	<b>39.891.241</b>	<b>1.320.081.615</b>	<b>801.699</b>	<b>12.105.312</b>	<b>6.032.067</b>	<b>3.556.411</b>	<b>1.542.020</b>	<b>28.950.732</b>	<b>1.792.790.810</b>
Cambios	Adiciones.	124.481.984		1.121	3.753.746	3.381.649	299.517	196.978				132.114.995
	Desapropiaciones	(11.856)	(2.676.940)	(1.368.867)	(5.000)		(155.325)	(47.362)				(4.265.350)
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.							(79.618)				(79.618)
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.416.178)	(97.506.042)	(719.905)	(2.092.251)	(1.245.760)	(430.530)	(16.275)	(238.644)	(103.665.585)
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		26.332.363	(1.711.463)	137.177.323							161.798.223
	<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>		<b>26.332.363</b>	<b>(1.711.463)</b>	<b>137.177.323</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Otros incrementos (decrementos).	(74.946.032)	(243.867)	535.228	77.446.136	67.975	1.497.117	138.389	(537.648)		(9.198.751)	(5.241.453)	
<b>Total cambios</b>	<b>49.524.096</b>	<b>23.411.556</b>	<b>(3.960.159)</b>	<b>120.866.163</b>	<b>2.729.719</b>	<b>(450.942)</b>	<b>(1.037.373)</b>	<b>(968.178)</b>	<b>(16.275)</b>	<b>(9.437.395)</b>	<b>180.661.212</b>	
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2018</b>		<b>365.342.139</b>	<b>87.423.226</b>	<b>35.931.082</b>	<b>1.440.947.778</b>	<b>3.531.418</b>	<b>11.654.370</b>	<b>4.994.694</b>	<b>2.588.233</b>	<b>1.525.745</b>	<b>19.513.337</b>	<b>1.973.452.022</b>

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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>		<b>260.636.514</b>	<b>65.108.423</b>	<b>42.025.379</b>	<b>1.300.923.537</b>	<b>1.320.076</b>	<b>8.817.947</b>	<b>2.660.740</b>	<b>3.662.777</b>	<b>1.530.052</b>	<b>6.463.977</b>	<b>1.693.149.422</b>
Cambios	Adiciones.	140.567.078	205.833	292.651	9.353.015	235.213	3.115.869	127.913	396.315	11.968	2.439.093	156.744.948
	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			20.189.930	20.189.945
	<b>Total cambios</b>	<b>55.181.529</b>	<b>(1.096.753)</b>	<b>(2.134.138)</b>	<b>19.158.078</b>	<b>(518.377)</b>	<b>3.287.365</b>	<b>3.371.327</b>	<b>(106.366)</b>	<b>11.968</b>	<b>22.486.755</b>	<b>99.641.388</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2017</b>		<b>315.818.043</b>	<b>64.011.670</b>	<b>39.891.241</b>	<b>1.320.081.615</b>	<b>801.699</b>	<b>12.105.312</b>	<b>6.032.067</b>	<b>3.556.411</b>	<b>1.542.020</b>	<b>28.950.732</b>	<b>1.792.790.810</b>

#### 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	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	38.227.644	9.340.776
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	124.481.984	140.567.078

#### 17.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, no se han capitalizado intereses.

#### 17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existan variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, se realizó de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contrataron los servicios de los tasadores independientes especializados.

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

En el caso de los bienes de transmisión eléctrica que son sometidos a revaluación se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Mercado, calculando su valor justo



considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno y la vida útil total por clase de bienes como período total de retorno de flujos.

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

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

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

Tal como se indica en nota 3.1.1 Compañía General de Electricidad S.A., ha tomado la decisión de cambiar de política contable de la NIC 16, desde el método del costo al de revaluación continua. El incremento por la revaluación en los activos ha sido de M\$ 161.798.223, equivalentes a un 8,1% del rubro de Propiedades, planta y equipo.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Terrenos.	61.126.400	64.011.670
Edificios.	37.643.360	39.891.241
Planta y equipos.	1.306.836.110	1.320.081.615
<b>Total</b>	<b>1.405.605.870</b>	<b>1.423.984.526</b>

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>0</b>	
Ajustes de revaluación.	161.798.223	
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(194.158)	
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(2.907.849)	
<b>Movimiento del ejercicio</b>	<b>158.696.216</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>	<b>158.696.216</b>	<b>0</b>

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2018			31-12-2017		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	87.423.226	61.126.400	26.296.826	64.011.670	64.011.670	0
Edificios.	35.931.081	37.643.360	(1.712.279)	39.891.241	39.891.241	0
Planta y equipos.	1.440.947.779	1.306.836.110	134.111.669	1.320.081.615	1.320.081.615	0
<b>Total</b>	<b>1.564.302.086</b>	<b>1.405.605.870</b>	<b>158.696.216</b>	<b>1.423.984.526</b>	<b>1.423.984.526</b>	<b>0</b>

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Construcción en curso.	365.342.139	315.818.043
Equipamiento de tecnologías de la información.	3.531.418	801.699
Instalaciones fijas y accesorios.	11.654.370	12.105.312
Vehículos de motor.	4.994.694	6.032.067
Otras propiedades, planta y equipos.	4.113.978	5.098.431
Repuestos	19.513.337	28.950.732
<b>Total</b>	<b>409.149.936</b>	<b>368.806.284</b>

## 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 nominal antes de impuesto aplicada al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 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 2018.

## 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 31 de diciembre 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 31-12-2018				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(20.179.284)		(20.179.284)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			1.851.586		1.851.586

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2017 31-12-2017				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(34.100.207)		(34.100.207)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			1.013.362		1.013.362

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre 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 31-12-2018		
	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(20.132.560)	(46.724)	(20.179.284)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	456.641	1.394.945	1.851.586

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2017 31-12-2017		
	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(34.083.352)	(16.855)	(34.100.207)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	335.231	678.131	1.013.362

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2018		31-12-2017	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	224.570.636	224.570.636	218.067.233	218.067.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	852.932.453	852.932.453	822.502.962	822.502.962

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Relativos a intangibles.	1.303.567	188.284
Relativos a propiedades de inversión.		170.853
Relativos a ingresos anticipados	9.307.079	7.325.224
Relativos a provisiones.	12.914.524	5.697.523
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	11.008.964	9.647.365
Relativos a pérdidas fiscales.	6.287.933	7.946.111
Relativos a cuentas por cobrar.	24.055.899	27.282.171
Relativos a los inventarios.	3.759.373	2.830.736
Concesiones IFRIC 12	701.507	1.218.450
Relativos a otros.	447.838	437.946
<b>Total</b>	<b>69.786.684</b>	<b>62.744.663</b>

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	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	37.133.183	39.535.352
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	46.352.268	
Relativos a intangibles.	133.570.542	154.599.718
Relativos a acumulaciones (o devengos).	1.217.711	1.498.754
Relativos a cuentas por cobrar.	11.838	1.171.793
Relativos a contratos de leasing.	688.294	286.876
Relativos a otros.	29.337	1.546.521
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	
<b>Total</b>	<b>219.249.445</b>	<b>198.639.014</b>

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial	62.744.663	63.246.058
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	5.865.577	170.647
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(1.234.173)	(672.042)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos (*).	2.410.617	
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>7.042.021</b>	<b>(501.395)</b>
<b>Total</b>	<b>69.786.684</b>	<b>62.744.663</b>

(\*) 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 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Saldo inicial	198.639.014	300.441.841
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	14.615.654	(101.772.275)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	5.994.777	(30.552)
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>20.610.431</b>	<b>(101.802.827)</b>
<b>Total</b>	<b>219.249.445</b>	<b>198.639.014</b>

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\$ 32.164.348, 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.

Además con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas las sociedades Inversiones y Gestión S.A., Novanet S.A. y Comercial y Logística 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 Inversiones y Gestión S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 391.872, 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	31-12-2018			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.	69.786.684	(63.609.537)	6.177.147	62.744.663	(54.124.716)	8.619.947
Pasivos por impuestos diferidos.	(219.249.445)	63.609.537	(155.639.908)	(198.639.014)	54.124.716	(144.514.298)
<b>Total</b>	<b>(149.462.761)</b>	<b>0</b>	<b>(149.462.761)</b>	<b>(135.894.351)</b>	<b>0</b>	<b>(135.894.351)</b>

## 20.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

### 20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2018		31-12-2017	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	168.797.370	527.157.191	250.881.380	400.686.774
Préstamos bancarios.	AR \$	8.461.097	5.449.032	11.835.620	11.848.327
Préstamos bancarios.	UF			42.589.237	
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>177.258.467</b>	<b>532.606.223</b>	<b>305.306.237</b>	<b>412.535.101</b>
<b>Obligaciones con el público (bonos)</b>	<b>UF</b>	<b>5.842.951</b>	<b>561.678.636</b>	<b>5.397.894</b>	<b>413.085.556</b>
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	4.546.513			
<b>Pasivos de cobertura</b>		<b>4.546.513</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>187.647.931</b>	<b>1.094.284.859</b>	<b>310.704.131</b>	<b>825.620.657</b>

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







## 20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de diciembre 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	31-12-2018	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	10 o más 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			2.708.412						125.405.170	25.080.912	150.486.082
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	302.439		302.439							13.551.651	13.551.651
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		179.972	179.972							54.790.214	54.790.214
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.281.408		1.281.408	8.796.858	8.796.858	8.796.858	8.796.858		43.984.287	17.594.267	96.765.986
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir de 03-2020	1.080.289		1.080.289							109.585.341	109.585.341
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		91.117	91.117					18.125.461	36.250.976	54.376.437	54.376.437
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		199.314	199.314							82.122.925	82.122.925
Totales										2.664.136	3.178.815	5.842.951	8.796.858	8.796.858	8.796.858	26.922.319	205.640.433	302.725.310	561.678.636	

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	31-12-2017	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años
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	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	

Con fecha 6 de diciembre de 2018, Compañía General de Electricidad S.A. realizó la colocación de los siguientes bonos:

- Bono Serie M por un monto de 2.000.000 de unidades de fomento, a 7 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,95% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializada al portador registrada bajo el N°916 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.
- Bonos Series N por un monto de 3.000.000 de unidades de fomento, a 23 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 2,85% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializados al portador registrada bajo el N°917 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.

La colocación de los bonos series M y N se efectuó a tasas de 2,05% y 2,84% anual, respectivamente, con lo cual se recaudó el equivalente al 99,5% y 100,1% de su valor par respectivamente, con una recaudación total de M\$137.649.494.

Los fondos provenientes de la colocación de los bonos series M y N se destinaron para refinanciar pasivos.

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	130.805.987	179.284.449		
Retenciones.	15.251.413	10.747.445		
Dividendos por pagar.	1.349.897	2.674.544		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	11.666.671	11.508.126		
Proveedores no energéticos.	60.788.542	75.375.665		
Proveedores de importación.	129.382	670.061		
Acreedores varios.	6.016.951	10.458.300		68.736
Otros.	461.793	767.069	202.257	3.804.631
<b>Total</b>	<b>226.470.636</b>	<b>291.485.659</b>	<b>202.257</b>	<b>3.873.367</b>

(\*) Ver Nota N° 4.5.

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., 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 Tecnet S.A., Elecnor Chile S.A., Accenture Chile Asesorías y Servicios Ltda., Ingeniería y Construcciones Eléctricas Ingelec Ltda. y Bureau Veritas 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\$ 1.897.103.

### 21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Vacaciones del personal.	6.948.389	7.648.435		
Bonificaciones de feriados	367.790	380.350		
Participación sobre resultados.	4.350.492	3.479.341		
<b>Total</b>	<b>11.666.671</b>	<b>11.508.126</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**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
	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$
Hasta 30 días	17.582.113	171.584.307	25.906.450	215.072.870
Entre 31 y 60 días	3.253.111		5.861.852	9.114.963
Entre 61 y 90 días	8.285		46.929	55.214
Entre 91 y 120 días			53.763	53.763
Entre 121 y 365 días			392.618	392.618
Más de 365 días			202.257	202.257
<b>Total</b>	<b>20.843.509</b>	<b>171.584.307</b>	<b>32.463.869</b>	<b>224.891.685</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2018 M\$
Hasta 30 días	335.402	1.005.025	225.452	1.565.879
Entre 31 y 60 días	91.452	10.452	39.785	141.689
Entre 61 y 90 días	21.453	36.785	15.402	73.640
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
<b>Total</b>	<b>448.307</b>	<b>1.052.262</b>	<b>280.639</b>	<b>1.781.208</b>

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			3.873.367	3.873.367
<b>Total</b>	<b>19.150.699</b>	<b>238.532.013</b>	<b>35.996.471</b>	<b>293.679.183</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas 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	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
<b>Total</b>	<b>424.367</b>	<b>974.722</b>	<b>280.754</b>	<b>1.679.843</b>

## 22.- OTRAS PROVISIONES.

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

### 22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	19.630.149	16.110.267	702.465	681.604
Participación en utilidades y bonos.	3.595.919	5.064.848		
Otras provisiones.	28.067	877.859	220.784	345.488
<b>Total</b>	<b>23.254.135</b>	<b>22.052.974</b>	<b>923.249</b>	<b>1.027.092</b>

#### 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 31 de diciembre de 2018.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Otras provisiones M\$	Total al 31-12-2018 M\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2018</b>	<b>16.791.871</b>	<b>5.064.848</b>	<b>1.223.347</b>	<b>23.080.066</b>
Provisiones adicionales.	9.460.079	174.756		<b>9.634.835</b>
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	672.606	5.812.252	21.477	<b>6.506.335</b>
Provisión utilizada.	(5.581.975)	(7.455.937)	(995.973)	<b>(14.033.885)</b>
Reversión de provisión no utilizada.	(387.405)			<b>(387.405)</b>
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(622.562)			<b>(622.562)</b>
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>3.540.743</b>	<b>(1.468.929)</b>	<b>(974.496)</b>	<b>1.097.318</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>20.332.614</b>	<b>3.595.919</b>	<b>248.851</b>	<b>24.177.384</b>

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\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2017</b>	<b>7.872.985</b>	<b>4.482.566</b>	<b>3.247.706</b>	<b>15.603.257</b>
Provisiones adicionales.	4.352.593	1.296.809		<b>5.649.402</b>
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	6.274.896	4.154.088	(1.196.732)	<b>9.232.252</b>
Provisión utilizada.	(1.525.585)	(4.320.555)	(816.304)	<b>(6.662.444)</b>
Reversión de provisión no utilizada.	(7.000)	(548.060)	(11.323)	<b>(566.383)</b>
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(181.730)			<b>(181.730)</b>
Otro incremento (decremento).	5.712			<b>5.712</b>
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>8.918.886</b>	<b>582.282</b>	<b>(2.024.359)</b>	<b>7.476.809</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>16.791.871</b>	<b>5.064.848</b>	<b>1.223.347</b>	<b>23.080.066</b>

### 23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

#### 23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	2.285	4.937	16.580.222	16.096.255
Provisión premio de antigüedad.			1.001.629	967.102
Provisión beneficios post-jubilatorios.	5.383	11.632	14.082.866	15.584.009
<b>Total</b>	<b>7.668</b>	<b>16.569</b>	<b>31.664.717</b>	<b>32.647.366</b>

#### 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	
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Valor presente obligación, saldo inicial</b>	<b>16.101.192</b>	<b>17.174.366</b>	<b>967.102</b>	<b>933.711</b>	<b>15.595.641</b>	<b>15.946.864</b>
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	1.046.125	1.385.020	94.179	125.081	196.148	247.098
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	864.202	1.191.066	52.528	69.849	911.351	1.519.458
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	2.887.956	136.794	(59.981)	3.133	(629.830)	427.008
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(228.541)	(93.114)			(538.500)	(219.401)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(4.088.427)	(3.692.940)	(52.199)	(164.672)	(1.446.561)	(2.325.386)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>481.315</b>	<b>(1.073.174)</b>	<b>34.527</b>	<b>33.391</b>	<b>(1.507.392)</b>	<b>(351.223)</b>
<b>Total</b>	<b>16.582.507</b>	<b>16.101.192</b>	<b>1.001.629</b>	<b>967.102</b>	<b>14.088.249</b>	<b>15.595.641</b>

### 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	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	16.582.507	16.101.192	1.001.629	967.102	14.088.249	15.595.641
<b>Total</b>	<b>16.582.507</b>	<b>16.101.192</b>	<b>1.001.629</b>	<b>967.102</b>	<b>14.088.249</b>	<b>15.595.641</b>

### 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 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	1.046.125	1.385.020	94.179	125.081	196.148	247.098	Costo de ventas - gastos de administracón.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	864.202	1.191.066	52.528	69.849	911.351	1.519.458	Costos Financieros.
<b>Total</b>	<b>1.910.327</b>	<b>2.576.086</b>	<b>146.707</b>	<b>194.930</b>	<b>1.107.499</b>	<b>1.766.556</b>	

### 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.	2,05%
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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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	3.283.129	(2.770.187)

## 24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos diferidos. (*)	15.211.413	1.562.872		
Aportes reembolsables.	659.169	646.120		
Garantías recibidas en efectivo.	2.169.661	2.346.229		
Otros.	1.862.487	2.835.731		
<b>Total</b>	<b>19.902.730</b>	<b>7.390.952</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

### 24.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	15.211.413	1.343.134		
Otros ingresos diferidos.		219.738		
<b>Total</b>	<b>15.211.413</b>	<b>1.562.872</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>Saldo inicial ingresos diferidos</b>	<b>1.562.872</b>	<b>57.596</b>
Adiciones.	34.122.911	35.105.373
Imputación a resultados.	(20.474.161)	(33.599.934)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(209)	(163)
<b>Total</b>	<b>15.211.413</b>	<b>1.562.872</b>

## 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.

Con fecha 30 de junio de 2018, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta

Extraordinaria de Accionistas de fecha 31 de mayo de 2018. Ejercieron su derecho a retiro 32 accionistas de Compañía General de Electricidad S.A por un total de 1.255.488 acciones, 15 accionistas de Empresa Eléctrica de Arica S.A por 959.492 acciones, 6 accionistas de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. por 544.159 acciones y 13 accionistas de Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. por 794.647 acciones.. Que producto del factor de canje corresponden a 2.151.049 acciones de CGE.

Con fecha 23 de Octubre de 2018 se disminuye de pleno derecho el capital en M\$ 1.129.197 producto de no haberse suscrito en plazo de un año desde su fecha de pago 1.523.696 acciones en cartera propia de acuerdo a lo dispuesto por el Art.27 de la Ley 18.046.

De acuerdo a lo anterior el capital suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2018 asciende a M\$1.541.487.324.

### **25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.**

Al 31 de diciembre 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.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2018, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 5 de \$ 10,0.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 29 de noviembre de 2018, por un total de M\$ 20.198.969.

### **25.5.- Reservas.**

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

#### **25.5.1.- Superávit de revaluación.**

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

Tal como se indicó en nota 3.1.1 Compañía General de Electricidad S.A., ha tomado la decisión de cambiar de política contable de la NIC 16, desde el método del costo al de revaluación continua.

El incremento por la revaluación en el patrimonio es de M\$ 115.978.857, neto de impuestos diferidos por el equivalente a un 6,3% del patrimonio total de Compañía General de Electricidad S.A.

25.5.2.- 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).

25.5.3.- 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.

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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2018 ascienden a M\$ 1.214.630 (M\$(29.965) del 2017), ambos netos de impuestos diferidos.

25.5.5.- 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Aplicación NIIF 9. (*)	(6.488.993)	
Utilidades (pérdidas) acumuladas	208.335.030	125.283.281
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	1.951.370	
Dividendos mínimos de acuerdo a política		(37.861.365)
Dividendos provisorios	20.198.969	(15.889.434)
Resultado del período o ejercicio	33.889.642	179.105.263
<b>Total</b>	<b>257.886.018</b>	<b>250.637.745</b>

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

El detalle de este efecto es el siguiente:

<b>Efectos primera adopción NIIF 9</b>	
<b>Utilidades acumuladas al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>250.637.745</b>
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
<b>Efecto aplicación NIIF 9</b>	<b>(6.488.993)</b>
<b>Saldo reexpresado por adopción de NIIF 9 al 1 de enero de 2018</b>	<b>244.148.752</b>

## 25.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2018 y 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
			31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018		31-12-2017	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	22.315.326	1.694.341	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%	639.995	73.394	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%	277.873	13.273	295.917	31.317
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.483.850	228.125	18.492.650	335.657
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	(280)	89	(401)	1.132
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	3	(6)	13	3
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	111.099	2.095		
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	0,00064%	0,00064%	203	27		
<b>Total</b>					<b>41.828.069</b>	<b>1.665.373</b>	<b>60.001.078</b>	<b>3.592.060</b>

## 25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y 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 31 de diciembre de 2018.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2018	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			33.889.642			1.665.373			35.555.015
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)			0	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>(2.470.305)</b>	<b>666.982</b>	<b>(1.803.323)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(2.470.305)</b>	<b>666.982</b>	<b>(1.803.323)</b>
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857			0	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>158.875.147</b>	<b>(42.896.290)</b>	<b>115.978.857</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>158.875.147</b>	<b>(42.896.290)</b>	<b>115.978.857</b>
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	7.015.858		7.015.858	320.239		320.239	7.336.097	0	7.336.097
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>7.015.858</b>	<b>0</b>	<b>7.015.858</b>	<b>320.239</b>	<b>0</b>	<b>320.239</b>	<b>7.336.097</b>	<b>0</b>	<b>7.336.097</b>
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.614.756)	370.160	(1.244.596)	1.152.142	(245.254)	906.888	(462.614)	124.906	(337.708)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>(1.614.756)</b>	<b>370.160</b>	<b>(1.244.596)</b>	<b>1.152.142</b>	<b>(245.254)</b>	<b>906.888</b>	<b>(462.614)</b>	<b>124.906</b>	<b>(337.708)</b>
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>153.836.438</b>			<b>2.892.500</b>			<b>156.728.938</b>

Movimientos al 31 de diciembre de 2017.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2017	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			179.105.263			3.592.060			182.697.323
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(8.928.630)		(8.928.630)	243.428		243.428	(8.685.202)	0	(8.685.202)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>(8.928.630)</b>	<b>0</b>	<b>(8.928.630)</b>	<b>243.428</b>	<b>0</b>	<b>243.428</b>	<b>(8.685.202)</b>	<b>0</b>	<b>(8.685.202)</b>
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	457.468	(123.516)	333.952	(1.324.142)	357.517	(966.625)	(866.674)	234.001	(632.673)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>457.468</b>	<b>(123.516)</b>	<b>333.952</b>	<b>(1.324.142)</b>	<b>357.517</b>	<b>(966.625)</b>	<b>(866.674)</b>	<b>234.001</b>	<b>(632.673)</b>
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>170.510.585</b>			<b>2.868.863</b>			<b>173.379.448</b>

## 26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

### 26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
<b>Ventas</b>	<b>1.584.634.785</b>	<b>1.597.451.925</b>
Venta de energía, peajes y transmisión.	1.562.272.608	1.554.734.044
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	22.362.177	42.717.881
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>95.787.353</b>	<b>117.606.662</b>
Servicios y cargos regulados.	19.402.715	21.871.812
Arriendo de equipos de medida.	5.110.965	5.805.533
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	5.289.114	3.295.788
Apoyos en postación.	1.451.951	1.484.583
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	54.804.149	75.351.880
Servicios de televisión por cable	5.000.183	4.922.475
Otras prestaciones	4.728.276	4.874.591
<b>Total</b>	<b>1.680.422.138</b>	<b>1.715.058.587</b>

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

### 26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	183.513	983.967
Otros ingresos de operación.	221.245	8.295
<b>Total</b>	<b>404.758</b>	<b>992.262</b>

## 27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre 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 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
Costo de venta.	1.430.939.294	1.416.530.252
Costo de administración.	131.942.956	166.794.955
Otros gastos por función.	6.999.902	8.505.102
<b>Total</b>	<b>1.569.882.152</b>	<b>1.591.830.309</b>



**27.1.- Gastos por naturaleza.**

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
Compra de energía.	1.161.366.052	1.162.589.830
Compra de gas.	11.407.891	10.505.980
Gastos de personal.	96.473.656	98.479.341
Gastos de operación y mantenimiento.	101.338.564	121.693.892
Gastos de administración.	123.092.566	124.774.888
Costos de mercadotecnia.	26.091	734.189
Depreciación.	65.437.941	59.208.199
Amortización.	6.721.385	6.798.098
Otros gastos varios de operación.	4.018.006	7.045.892
<b>Total</b>	<b>1.569.882.152</b>	<b>1.591.830.309</b>

**27.2.- Gastos de personal.**

Gastos de personal	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	77.695.704	83.363.004
Beneficios a corto plazo a los empleados.	5.057.694	7.684.388
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	476.611	674.715
Beneficios por terminación.	13.138.392	5.950.586
Otros gastos de personal.	105.255	806.648
<b>Total</b>	<b>96.473.656</b>	<b>98.479.341</b>

**27.3.- Depreciación y amortización.**

Detalle	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Depreciación y retiros</b>		
Costo de ventas.	62.518.509	51.038.978
Gasto de administración.	2.919.432	8.169.221
Otras ganancias (pérdidas).	38.227.644	9.340.776
<b>Total depreciación</b>	<b>103.665.585</b>	<b>68.548.975</b>
<b>Amortización</b>		
Costo de ventas.	6.671.511	6.739.578
Gasto de administración.	49.874	58.520
<b>Total amortización</b>	<b>6.721.385</b>	<b>6.798.098</b>
<b>Total</b>	<b>110.386.970</b>	<b>75.347.073</b>

#### 27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(38.227.644)	(9.340.776)
Venta de chatarra.	483.840	645.888
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.558.328	1.663.831
Juicios o arbitrajes.	(13.634.190)	(10.824.318)
Remuneraciones del directorio.	(245.537)	(160.120)
Participación comité de directores	(2.586)	(3.438)
Indemnizaciones percibidas	7.652.148	11.428.094
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	(1.196.435)	9.338.473
Aportes de terceros para financiar obras propias	3.297.358	4.815.402
<b>Total</b>	<b>(40.314.718)</b>	<b>7.563.036</b>

(\*) El monto al 31 de diciembre de 2017 corresponde principalmente a efectos de reliquidación de precios de contrato de suministro y de precios de subtransmisión, de acuerdo a lo expuesto en nota 4.5 por un monto de M\$7.026.531

#### 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	6.523.859	1.875.805
Ingresos por otros activos financieros.	2.862.607	655.450
Otros ingresos financieros.	44.495	722.575
<b>Total ingresos financieros</b>	<b>9.430.961</b>	<b>3.253.830</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(38.750.878)	(33.406.413)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(18.465.009)	(17.710.712)
Gastos por valoración derivados financieros.	(11.943.074)	
Otros gastos.	(6.003.397)	(3.220.655)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(75.162.358)</b>	<b>(54.337.780)</b>
<b>Total diferencias de cambio (*)</b>	<b>(1.314.246)</b>	<b>(895.291)</b>
<b>Total resultados por unidades de reajuste (**)</b>	<b>(6.075.200)</b>	<b>(7.497.526)</b>
<b>Total</b>	<b>(73.120.843)</b>	<b>(59.476.767)</b>

### 28.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Diferencias de cambio por activos</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	45.271	(38.636)
Otros activos financieros.	(39.288)	(115)
Otros activos no financieros.		(59.718)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.		(5.447)
<b>Total diferencias de cambio por activos</b>	<b>5.983</b>	<b>(103.916)</b>
<b>Diferencias de cambio por pasivos</b>		
Otros pasivos financieros.	(1.110.989)	(929.367)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(209.240)	137.992
<b>Total diferencias de cambio por pasivos</b>	<b>(1.320.229)</b>	<b>(791.375)</b>
<b>Total diferencia de cambios neta</b>	<b>(1.314.246)</b>	<b>(895.291)</b>

### 28.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Unidades de reajuste por activos</b>		
Otros activos financieros.	5.602.860	1.942
Otros activos no financieros.	403	(23.070)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	102.240	(25.748)
Activos por impuestos.	1.116.280	347.956
<b>Total unidades de reajuste por activos</b>	<b>6.821.783</b>	<b>301.080</b>
<b>Unidades de reajuste por pasivos</b>		
Otros pasivos financieros.	(12.828.579)	(7.754.614)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(16.934)	(42.210)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(513)	(1.774)
Otros pasivos no financieros.	(50.957)	(8)
<b>Total unidades de reajuste por pasivos</b>	<b>(12.896.983)</b>	<b>(7.798.606)</b>
<b>Total unidades de reajuste neto</b>	<b>(6.075.200)</b>	<b>(7.497.526)</b>

### 29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 30.002.965 y un abono por M\$98.158.576, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(2.970.801)	(4.242.256)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(1.686.357)	56.823
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(4.657.158)</b>	<b>(4.185.433)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	34.660.123	102.344.009
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto</b>	<b>34.660.123</b>	<b>102.344.009</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>30.002.965</b>	<b>98.158.576</b>

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\$ 32.164.348, 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.

Además con fecha 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas las sociedades Inversiones y Gestión S.A., Novanet S.A. y Comercial y Logística 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 Inversiones y Gestión S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 391.872, 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 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.		(2.414.651)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(4.657.158)	(1.770.782)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(4.657.158)</b>	<b>(4.185.433)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	533.175	631.616
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	34.126.948	101.712.393
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto</b>	<b>34.660.123</b>	<b>102.344.009</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>30.002.965</b>	<b>98.158.576</b>

### 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 ejercicios terminados al 31 de diciembre 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 31-12-2018	01-01-2018 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	%	M\$	%
<b>Ganancia contable</b>	<b>5.552.050</b>		<b>84.538.747</b>	
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(1.499.054)</b>	<b>27,0%</b>	<b>(21.557.380)</b>	<b>25,5%</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	35.791	-0,6%	3.119.144	-3,7%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	2.473.461	-44,6%	(4.664.524)	5,5%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(965.313)	17,4%	(5.254.356)	6,2%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.		0,0%	(791.438)	0,9%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		0,0%	152.231	-0,2%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	29.958.080	-539,6%	127.154.899	-150,4%
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>31.502.019</b>	<b>-567,4%</b>	<b>119.715.956</b>	<b>-141,6%</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>30.002.965</b>	<b>-540,4%</b>	<b>98.158.576</b>	<b>-116,1%</b>

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

Importes antes de impuestos	01-01-2018 31-12-2018			01-01-2017 31-12-2017		
	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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	158.875.147	(42.896.290)	115.978.857			0
Cobertura de flujo de efectivo.	(2.470.305)	666.982	(1.803.323)			0
Diferencia de cambio por conversión.	7.336.097		7.336.097	(8.685.202)		(8.685.202)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(462.614)	124.906	(337.708)	(866.674)	234.001	(632.673)
<b>Total</b>		<b>(42.104.402)</b>		<b>234.001</b>		

### 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 31-12-2018	01-01-2017 31-12-2017
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	33.889.642	179.105.263
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	16,74	89,56
Cantidad de acciones	2.023.984.118	1.999.743.052

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.

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 por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

## 31.2.- Cuadros patrimoniales.

### 31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>										
Efectivo y equivalentes al efectivo.	4.119.189	4.283.265	244.101	3.109.465	444.654	716.188		(890.746)	4.807.944	7.218.172
Otros activos financieros.	5.602.860								5.602.860	0
Otros activos no financieros.	391.796	1.469.864	811.283	626.329	202.286	26.373			1.405.365	2.122.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	345.911.304	399.771.062	32.817.071	36.837.093	1.818.333	6.808.511		483.812	380.546.708	443.900.478
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	36.534.230	64.069.916	219.108	519.297	4.828.575	21.635.660	(29.055.479)	(82.489.114)	12.526.434	3.735.759
Inventarios.	800.437	911.363	2.347.455	2.383.953	5.570.550	6.603.253			8.718.442	9.898.569
Activos por impuestos.	36.724.362	41.747.196			712.938	556.354	(3.876.364)	(3.498.840)	33.560.936	38.804.710
<b>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.</b>	<b>430.084.178</b>	<b>512.252.666</b>	<b>36.439.018</b>	<b>43.476.137</b>	<b>13.577.336</b>	<b>36.346.339</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>(86.394.888)</b>	<b>447.168.689</b>	<b>505.680.254</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	512.793	653.435							512.793	653.435
<b>Total activos corrientes</b>	<b>430.596.971</b>	<b>512.906.101</b>	<b>36.439.018</b>	<b>43.476.137</b>	<b>13.577.336</b>	<b>36.346.339</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>(86.394.888)</b>	<b>447.681.482</b>	<b>506.333.689</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>										
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.	18.555.827	16.015.092	454.462	860.247		859.555	1		19.010.290	17.734.894
Inventario.	996.293					1.144.803		1.278	996.293	1.146.081
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		20.007.000						(20.007.000)	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	144.196.009	411.084.338	9.387.065	15.207.500			(143.800.371)	(410.424.601)	9.782.703	15.867.237
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	859.865.767	851.829.129	12.643.640	1.165.327	22.707.960	28.264.649			895.217.367	881.259.105
Plusvalía.	226.844.233	226.844.233	(2.273.597)	(8.777.000)					224.570.636	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	1.961.174.628	1.721.703.640			12.277.394	71.087.170			1.973.452.022	1.792.790.810
Propiedad de inversión.	9.831.059	6.170.240				3.558.955			9.831.059	9.729.195
Activos por impuestos diferidos.			1.739.319	2.583.536	4.437.828	6.036.411			6.177.147	8.619.947
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>3.221.678.907</b>	<b>3.253.868.763</b>	<b>21.950.889</b>	<b>11.039.610</b>	<b>39.423.182</b>	<b>110.951.543</b>	<b>(143.800.370)</b>	<b>(430.430.323)</b>	<b>3.139.252.608</b>	<b>2.945.429.593</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>3.652.275.878</b>	<b>3.766.774.864</b>	<b>58.389.907</b>	<b>54.515.747</b>	<b>53.000.518</b>	<b>147.297.882</b>	<b>(176.732.213)</b>	<b>(516.825.211)</b>	<b>3.586.934.090</b>	<b>3.451.763.282</b>

### 31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	179.171.834	294.797.954	8.461.097	11.835.620	15.000	4.070.557			187.647.931	310.704.131
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	186.877.313	245.123.894	35.273.467	31.797.686	4.323.405	15.014.302	(3.549)	(450.223)	226.470.636	291.485.659
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	21.958.709	98.787.828	9.942.946	14.203.845	21.770	17.343.398	(29.051.930)	(82.445.825)	2.871.495	47.889.246
Otras provisiones.	21.958.222	20.420.704	1.054.915	621.626	240.998	1.010.644			23.254.135	22.052.974
Pasivos por impuestos.		131.915	3.876.364	3.009.350		357.575	(3.876.364)	(3.498.840)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.			7.668	16.569					7.668	16.569
Otros pasivos no financieros.	17.804.142	4.599.961		437	2.098.588	2.790.554			19.902.730	7.390.952
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>427.770.220</b>	<b>663.862.256</b>	<b>58.616.457</b>	<b>61.485.133</b>	<b>6.699.761</b>	<b>40.587.030</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>(86.394.888)</b>	<b>460.154.595</b>	<b>679.539.531</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	1.088.825.777	813.760.576	5.449.032	11.848.327	10.050	11.754			1.094.284.859	825.620.657
Cuentas por pagar.	202.257	3.873.367							202.257	3.873.367
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.		45.217.350				20.007.000		(20.007.000)	0	45.217.350
Otras provisiones.	220.784	345.488	702.465	681.604					923.249	1.027.092
Pasivo por impuestos diferidos.	156.747.111	150.857.045	(1.757.991)	(7.766.988)	650.788	1.424.241			155.639.908	144.514.298
Provisiones por beneficios a los empleados.	29.402.369	29.294.165	971.734	1.589.103	1.290.614	1.764.098			31.664.717	32.647.366
Otros pasivos no financieros.									0	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.275.398.298</b>	<b>1.043.347.991</b>	<b>5.365.240</b>	<b>6.352.046</b>	<b>1.951.452</b>	<b>23.207.093</b>	<b>0</b>	<b>(20.007.000)</b>	<b>1.282.714.990</b>	<b>1.052.900.130</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.703.168.518</b>	<b>1.707.210.247</b>	<b>63.981.697</b>	<b>67.837.179</b>	<b>8.651.213</b>	<b>63.794.123</b>	<b>(32.931.843)</b>	<b>(106.401.888)</b>	<b>1.742.869.585</b>	<b>1.732.439.661</b>
<b>PATRIMONIO</b>										
Capital emitido.	1.559.985.671	1.576.960.228	104.518.307	104.518.307	44.502.663	111.528.883	(167.519.317)	(267.955.367)	1.541.487.324	1.525.052.051
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	314.061.492	467.542.105	(44.655.385)	(45.136.104)	(4.213.002)	(41.200.854)	(7.307.087)	(130.567.402)	257.886.018	250.637.745
Primas de emisión.		356.145			954	954	(954)	(357.099)	0	0
Acciones propias en cartera.	(2.882.677)	(4.950.658)							(2.882.677)	(4.950.658)
Otras reservas.	36.839.156	(28.574.334)	(65.486.760)	(72.952.086)	3.418.695	12.595.587	30.974.680	(22.485.762)	5.745.771	(111.416.595)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>1.908.003.642</b>	<b>2.011.333.486</b>	<b>(5.623.838)</b>	<b>(13.569.883)</b>	<b>43.709.310</b>	<b>82.924.570</b>	<b>(143.852.678)</b>	<b>(421.365.630)</b>	<b>1.802.236.436</b>	<b>1.659.322.543</b>
Participaciones no controladoras.	41.103.718	48.231.131	32.048	248.451	639.995	579.189	52.308	10.942.307	41.828.069	60.001.078
<b>Total patrimonio</b>	<b>1.949.107.360</b>	<b>2.059.564.617</b>	<b>(5.591.790)</b>	<b>(13.321.432)</b>	<b>44.349.305</b>	<b>83.503.759</b>	<b>(143.800.370)</b>	<b>(410.423.323)</b>	<b>1.844.064.505</b>	<b>1.719.323.621</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>3.652.275.878</b>	<b>3.766.774.864</b>	<b>58.389.907</b>	<b>54.515.747</b>	<b>53.000.518</b>	<b>147.297.882</b>	<b>(176.732.213)</b>	<b>(516.825.211)</b>	<b>3.586.934.090</b>	<b>3.451.763.282</b>



### 31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$	01-01-2018 31-12-2018 M\$	01-01-2017 31-12-2017 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	1.562.690.880	1.584.411.194	92.593.795	90.086.717	70.381.894	95.380.003	(45.244.431)	(54.819.327)	1.680.422.138
Costo de ventas	(1.324.870.416)	(1.301.445.194)	(66.374.041)	(57.125.134)	(50.201.850)	(75.856.296)	10.507.013	17.896.372	(1.430.939.294)	(1.416.530.252)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>237.820.464</b>	<b>282.966.000</b>	<b>26.219.754</b>	<b>32.961.583</b>	<b>20.180.044</b>	<b>19.523.707</b>	<b>(34.737.418)</b>	<b>(36.922.955)</b>	<b>249.482.844</b>	<b>298.528.335</b>
Otros ingresos, por función.	2.344.370	7.346.423	183.138	243.382	5.423		(2.128.173)	(6.597.543)	404.758	992.262
Gasto de administración.	(147.440.588)	(192.609.576)	(11.456.580)	(9.274.256)	(9.911.379)	(8.431.621)	36.865.591	43.520.498	(131.942.956)	(166.794.955)
Otros gastos, por función.			(6.999.902)	(8.505.102)					(6.999.902)	(8.505.102)
Otras ganancias (pérdidas).	(40.702.925)	9.445.603	(1.687.749)	(2.441.572)	2.075.956	559.005			(40.314.718)	7.563.036
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>	<b>52.021.321</b>	<b>107.148.450</b>	<b>6.258.661</b>	<b>12.984.035</b>	<b>12.350.044</b>	<b>11.651.091</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>70.630.026</b>	<b>131.783.576</b>
Ingresos financieros.	9.867.884	6.944.216	1.298.035	931.164	232.468	781.235	(1.967.426)	(5.402.785)	9.430.961	3.253.830
Costos financieros.	(62.255.702)	(48.136.634)	(13.923.318)	(9.542.153)	(950.764)	(2.061.778)	1.967.426	5.402.785	(75.162.358)	(54.337.780)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	8.745.118	50.045.244	7.917.737	11.948.856			(8.619.988)	(49.762.162)	8.042.867	12.231.938
Diferencias de cambio.	(110.914)	(59.443)	(1.111.516)	(929.367)	(91.816)	93.519			(1.314.246)	(895.291)
Resultados por unidades de reajuste.	(6.189.433)	(7.540.637)	(1)	(2)	114.234	43.113			(6.075.200)	(7.497.526)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>2.078.274</b>	<b>108.401.196</b>	<b>439.598</b>	<b>15.392.533</b>	<b>11.654.166</b>	<b>10.507.180</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>(49.762.162)</b>	<b>5.552.050</b>	<b>84.538.747</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	32.432.857	101.796.160	533.175	(1.783.035)	(2.963.067)	(1.854.549)			30.002.965	98.158.576
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>34.511.131</b>	<b>210.197.356</b>	<b>972.773</b>	<b>13.609.498</b>	<b>8.691.099</b>	<b>8.652.631</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>(49.762.162)</b>	<b>35.555.015</b>	<b>182.697.323</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	32.576.652	207.338.034	1.059.897	13.558.308	8.617.705	8.574.752	(8.364.612)	(50.365.831)	33.889.642	179.105.263
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.934.479	2.859.322	(87.124)	51.190	73.394	77.879	(255.376)	603.669	1.665.373	3.592.060
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>34.511.131</b>	<b>210.197.356</b>	<b>972.773</b>	<b>13.609.498</b>	<b>8.691.099</b>	<b>8.652.631</b>	<b>(8.619.988)</b>	<b>(49.762.162)</b>	<b>35.555.015</b>	<b>182.697.323</b>
Depreciación	63.124.906	56.720.402			2.313.035	2.487.797			65.437.941	59.208.199
Amortización	53.416	108.251	468.004	703.228	6.199.965	5.986.619			6.721.385	6.798.098
<b>EBITDA</b>	<b>155.902.568</b>	<b>154.531.500</b>	<b>8.414.414</b>	<b>16.128.835</b>	<b>18.787.088</b>	<b>19.566.502</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>183.104.070</b>	<b>190.226.837</b>

### 31.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2018	01-01-2017	01-01-2018	01-01-2017	01-01-2018	01-01-2017	01-01-2018	01-01-2017	01-01-2018	01-01-2017
	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$	31-12-2018 M\$	31-12-2017 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	47.615.120	4.257.621	13.961.274	15.032.424	15.184.661	(7.844.282)	41.901.771	(1.912.559)	118.662.826	9.533.204
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(164.987.275)	(198.800.694)	(3.440.308)	(10.376.308)	1.734.556	(9.650.236)	(6.579.949)	34.446.990	(173.272.976)	(184.380.248)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	117.208.079	92.104.692	(11.900.917)	(2.828.002)	(17.234.368)	17.635.329	(34.431.076)	(33.425.177)	53.641.718	73.486.842
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>(164.076)</b>	<b>(102.438.381)</b>	<b>(1.379.951)</b>	<b>1.828.114</b>	<b>(315.151)</b>	<b>140.811</b>	<b>890.746</b>	<b>(890.746)</b>	<b>(968.432)</b>	<b>(101.360.202)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			(1.485.413)	(332.395)	43.617	(39.257)			(1.441.796)	(371.652)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>(164.076)</b>	<b>(102.438.381)</b>	<b>(2.865.364)</b>	<b>1.495.719</b>	<b>(271.534)</b>	<b>101.554</b>	<b>890.746</b>	<b>(890.746)</b>	<b>(2.410.228)</b>	<b>(101.731.854)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.283.265	106.721.646	3.109.465	1.613.746	716.188	614.634	(890.746)		7.218.172	108.950.026
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio</b>	<b>4.119.189</b>	<b>4.283.265</b>	<b>244.101</b>	<b>3.109.465</b>	<b>444.654</b>	<b>716.188</b>	<b>0</b>	<b>(890.746)</b>	<b>4.807.944</b>	<b>7.218.172</b>

## 32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

### 32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre 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 31-12-2018 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 \$	867.791	867.791		867.791				0	867.791
Activos corrientes	AR \$	57.779.123	903.124	35.290.011	36.193.135	454.462		21.131.526	21.585.988	57.779.123
Activos corrientes	EUR \$	30.254	30.254		30.254				0	30.254
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>58.677.168</b>	<b>1.801.169</b>	<b>35.290.011</b>	<b>37.091.180</b>	<b>454.462</b>	<b>0</b>	<b>21.131.526</b>	<b>21.585.988</b>	<b>58.677.168</b>
Pasivos corrientes	US \$	402.233	402.233		402.233				0	402.233
Pasivos corrientes	AR \$	51.920.378	35.273.467	9.523.680	44.797.147	6.151.497		971.734	7.123.231	51.920.378
Pasivos corrientes	EUR \$	6.339	6.339		6.339				0	6.339
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>52.328.950</b>	<b>35.682.039</b>	<b>9.523.680</b>	<b>45.205.719</b>	<b>6.151.497</b>	<b>0</b>	<b>971.734</b>	<b>7.123.231</b>	<b>52.328.950</b>

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
			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\$	31-12-2017 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
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>77.854.768</b>	<b>18.177.074</b>	<b>25.948.091</b>	<b>44.125.165</b>	<b>860.247</b>	<b>0</b>	<b>32.869.356</b>	<b>33.729.603</b>	<b>77.854.768</b>
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
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>58.910.556</b>	<b>32.317.270</b>	<b>12.474.252</b>	<b>44.791.522</b>	<b>12.529.931</b>	<b>0</b>	<b>1.589.103</b>	<b>14.119.034</b>	<b>58.910.556</b>

### 32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre 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 31-12-2018 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 \$	796.950	796.950		796.950				0	796.950
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	216.609	216.609		216.609				0	216.609
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	717	717		717				0	717
Otros activos no financieros.	AR \$	811.283	685.798	125.485	811.283				0	811.283
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	32.817.071		32.817.071	32.817.071				0	32.817.071
Inventarios.	US \$	70.841	70.841		70.841				0	70.841
Inventarios.	AR \$	2.347.455		2.347.455	2.347.455				0	2.347.455
Inventarios.	EUR \$	30.254	30.254		30.254				0	30.254
Derechos por cobrar.	AR \$	454.462			0	454.462			454.462	454.462
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	19.392.207			0			19.392.207	19.392.207	19.392.207
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.739.319			0			1.739.319	1.739.319	1.739.319
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>58.677.168</b>	<b>1.801.169</b>	<b>35.290.011</b>	<b>37.091.180</b>	<b>454.462</b>	<b>0</b>	<b>21.131.526</b>	<b>21.585.988</b>	<b>58.677.168</b>

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
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>77.854.768</b>	<b>18.177.074</b>	<b>25.948.091</b>	<b>44.125.165</b>	<b>860.247</b>	<b>0</b>	<b>32.869.356</b>	<b>33.729.603</b>	<b>77.854.768</b>

### 32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre 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 31-12-2018 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 \$	8.461.097		8.461.097	8.461.097				0	8.461.097
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	397.975	397.975		397.975				0	397.975
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	35.273.467	35.273.467		35.273.467				0	35.273.467
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	10.597	10.597		10.597				0	10.597
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.062.583		1.062.583	1.062.583				0	1.062.583
Pasivos financieros.	AR \$	5.449.032			0	5.449.032			5.449.032	5.449.032
Otras provisiones	AR \$	702.465			0	702.465			702.465	702.465
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	971.734			0			971.734	971.734	971.734
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>52.328.950</b>	<b>35.682.039</b>	<b>9.523.680</b>	<b>45.205.719</b>	<b>6.151.497</b>	<b>0</b>	<b>971.734</b>	<b>7.123.231</b>	<b>52.328.950</b>

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
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>58.910.556</b>	<b>32.317.270</b>	<b>12.474.252</b>	<b>44.791.522</b>	<b>12.529.931</b>	<b>0</b>	<b>1.589.103</b>	<b>14.119.034</b>	<b>58.910.556</b>

### 33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

#### 33.1.- Juicios y otras acciones legales.

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

33.1.1.- 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: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

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

33.1.2.- 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: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

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

33.1.3.- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".  
Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.  
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.  
Rol 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 fue rechazado. Con fecha 31 de octubre de 2018, la demandada presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.1.4.- 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 13 de julio de 2018, se condenó a la demandada. Con fecha 11 de julio de 2018, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de la Serena, el que fue rechazado con fecha 3 de diciembre de 2018. Se encuentra pendiente el cumplimiento de la sentencia.
33.1.5.-	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 5 de julio de 2018, se condenó a la demandada. Con fecha 13 de julio de 2018, se presentó un recurso ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.6.-	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:	Con fecha 30 de agosto de 2018, se acogió parcialmente la demanda por M\$ 90.616. Con fecha 12 de septiembre de 2018, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.7.-	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:	Etapas de discusión finalizada.
33.1.8.-	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:	Etapas de discusión finalizada.



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

- 33.1.9.- 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. Con fecha 21 de agosto de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.10.- 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.
- 33.1.11- 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 finalizada.
- 33.1.12- 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.
- 33.1.13- 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.
33.1.14-	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 prueba.
33.1.15-	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 finalizada.
33.1.16-	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 finalizada.
33.1.17-	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.
33.1.18-	Nombre del Juicio:	“Díaz Piña Silvia con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	4 de enero de 2017.
	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 finalizada.

- 33.1.19- 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 finalizada.
- 33.1.20- Nombre del Juicio: “Amunategui 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.
- 33.1.21- 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.
- 33.1.22- 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 finalizada.
- 33.1.23- 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\$ 1.977.439.  
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.24- 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.
33.1.25-	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 finalizada.
33.1.26-	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 finalizada.
33.1.27-	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 prueba.
33.1.28-	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.
33.1.29-	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.
33.1.30-	Nombre del Juicio:	“Echaurren y 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.
33.1.31-	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.
33.1.32-	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 finalizada.
33.1.33-	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 finalizada.
33.1.34-	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.
33.1.35-	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:	Etapa de discusión finalizada.
33.1.36-	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.
33.1.37-	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.
33.1.38-	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.
33.1.39-	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:	Etapa de discusión finalizada.
33.1.40-	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 finalizada.
33.1.41-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Pumahue Limitada con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	8 de enero de 2018.
	Tribunal:	8° Juzgado Civil de Santiago.

- Rol Nº: 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.
- 33.1.42- Nombre del Juicio: “Miranda con CGE Distribución S.A.”  
Fecha: 2 de enero de 2018.  
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.  
Rol Nº: 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.
- 33.1.43- Nombre del Juicio: “Sociedad THL con CGE Distribución S.A.”  
Fecha: 9 de febrero de 2018.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol Nº: 1087-2018.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: M\$ 155.650.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.44- Nombre del Juicio: “Albornoz y otros con CGE Distribución S.A.”  
Fecha: 29 de octubre de 2016.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco.  
Rol Nº: 5492-2016.  
Materia: Demanda Indemnización de perjuicios por corte de suministro casa niña electro dependiente.  
Cuantía: M\$ 400.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.45- Nombre del Juicio: “Agrícola Esmeralda con CGE Distribución S.A.”  
Fecha: 29 de agosto de 2018.  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol Nº: 23147-2018.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.  
Cuantía: M\$ 5.000.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.

**CGE como sucesora legal de Transnet como demandante:**

- 33.1.46.- Nombre del Juicio: “Bancalari con CGE S.A.”  
Fecha: 18 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol Nº: 32645-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 307.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.

- 33.1.47.- Nombre del Juicio: "Canteras Lonco con CGE S.A."  
Fecha: 28 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 32369-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 180.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.48.- Nombre del Juicio: "Celsi Limitada con CGE S.A."  
Fecha: 13 de octubre de 2018.  
Tribunal: Juzgado de Talagante.  
Rol N°: 2082-2018  
Materia: Reclamo de avalúo de comisión tasadora  
Cuantía: M\$ 341.135.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.49.- Nombre del Juicio: "Tagle con CGE S.A."  
Fecha: 20 de noviembre de 2011.  
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca.  
Rol N°: 1789-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por servidumbre eléctrica.  
Cuantía: M\$ 654.810.  
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.50.- Nombre del Juicio: "Gatica con CGE S.A."  
Fecha: 23 de octubre de 2018.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Concepción..  
Rol N°: 6590-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por términos de contrato de prestación de servicios.  
Cuantía: M\$ 305.626.  
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.51.- Nombre del Juicio: "Escalona con CGE S.A."  
Fecha: 20 de noviembre de 2018.  
Tribunal: Juzgado de Lebu.  
Rol N°: 342-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por servidumbre eléctrica.  
Cuantía: M\$ 186.000.  
Estado: Etapa de discusión.

### **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 29 de agosto de 2018, se rechazó la demanda. Con fecha 19 noviembre de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra pendiente de resolución.

### **33.3.- Sanciones administrativas:**

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 fue rechazado con fecha 12 de noviembre de 2018 y confirmado por la Corte Suprema con fecha 19 de diciembre de 2018. La multa se encuentra pendiente de pago.

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 2 de mayo de 2018, 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° 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 CGE Distribución S.A.**

33.3.4.- 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 fue rechazado con fecha 27 de junio de 2017. Con fecha 12 de julio de 2018, se interpuso recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 33.3.5.- 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.
- 33.3.6.- 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.
- 33.3.7.- 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.
- 33.3.8.- 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 fue rechazado con fecha 20 de junio de 2018. Con fecha 18 de julio de 2018 se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.9.- 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 fue rechazado con fecha 20 de junio de 2018. Con fecha 18 de julio de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado inadmisibles con fecha 4 de octubre de 2018. Esta multa se encuentra en proceso de pago.

- 33.3.10.- 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 fue rechazado con fecha 23 de julio de 2018. Con fecha 16 de agosto de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.11.- 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 fue rechazado con fecha 20 de junio de 2018. Con fecha 18 de julio de 2018 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.12.- 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 fue rechazado con fecha 19 de diciembre de 2018. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de apelación ante la Corte Suprema.
- 33.3.13.- 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 fue rechazado con fecha 23 de julio de 2018. Con fecha 16 de agosto de 2018 se interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.14.- 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.

- 33.3.15.- Mediante Resolución Exenta N° 26.146 de fecha 15 de noviembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.000 UTM por el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecido en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en S/E Fátima. Con fecha 22 de noviembre de 2018 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra en tramitación.

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

- 33.3.16.- 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 fue acogido parcialmente, con fecha 14 de agosto de 2018, rebajando la multa a 4.900 UTM. Con fecha 28 de agosto de 2018 la SEC apeló la sentencia, recurso que se encuentra pendiente de tramitación.

#### **Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.**

- 33.3.17.- Mediante Resolución Exenta N° 21.750 de fecha 8 de enero de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.383 UTM 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 fue rechazado con fecha 13 de diciembre de 2018. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de apelación ante la Corte Suprema.

#### **Compañía General de Electricidad S.A.**

- 33.3.18.- 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.

- 33.3.19.- 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.
- 33.3.20.- 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.
- 33.3.21.- 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.
- 33.3.22.- 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.
- 33.3.23.- 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 Azúcar- El Peñón, 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.
- 33.3.24.- 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.
- 33.3.25.- 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 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 fue rechazado con fecha 14 de junio de 2018. Con fecha 18 de julio de 2018, se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la que fue rechazada con fecha 29 de noviembre de 2018, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.3.26.- 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 Azúcar-San Joaquín. Con fecha 18 de abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.27.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.112, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.200 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° 166/15 kV. Con fecha 18 de abril de 2018 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.28.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 24.223, de fecha 12 de junio de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.500 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° 166/15 kV. Con fecha 5 de julio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 24.940, de fecha 31 de julio de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por incumplimiento de la obligación de carga de información regulatoria en la plataforma WEB de SEC. Con fecha 8 de agosto de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.586, de fecha 11 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 800 UTM por atrasos en los plazos de conexión de nuevos servicios de la región del Maule. Está pendiente el plazo para interponer recurso de reposición.
- 33.3.31.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.558, de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM por Incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en Línea 66 kV Itahue-Talca N°2. Está pendiente el plazo para interponer recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.32.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.556, de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por Incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en Línea 66 kV Charrúa-Chillán. Está pendiente el plazo para interponer recurso de reposición.
- 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 Incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en Línea 66 kV Bajo Melipilla-Paine. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 33.3.34.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.001, de fecha 27 de diciembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por

Incumplimiento del deber general de mantenimiento consagrado en el artículo 139 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción con ocasión de falla ocurrida el día 26 de diciembre de 2017 en Subestación Paniahue. Con fecha 14 de enero de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

### 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

33.4.2.-De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 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	Factor						
	BCGEI-I	BCGEI-J	BCGEI-K	BCGED-E	BCGET-D	BCGEI-M	BCGEI-N
Razón de endeudamiento financiero	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,5 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,1 veces	< o = 1,25 veces	< o = 1,25 veces
Activos libres de garantías reales	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantía	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantía	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantía	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantía	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantía	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo
Patrimonio mínimo	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 25.000.000	> UF 6.700.000	> UF 7.000.000	No Aplica	No Aplica
Activos en el sector Eléctrico y Gas	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Estas restricciones se definen como:

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J y BCGEI-K:
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” según lo siguiente:

“Deuda Financiera Neta”:

- (+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”
- (+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”
- (-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”

(+) “Participaciones no Controladoras”

- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- 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 línea, siempre que la garantía incluya exclusivamente el o los bienes adquiridos o construidos.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

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

- d) Activos en el sector Eléctrico y Gas: 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 .

- ii) Serie de Bono: BCGED-E:

- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” según lo siguiente:

“Deuda Financiera Neta”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

(-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”

“Total Patrimonio”:

(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”

(+) “Participaciones no Controladoras”

- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.



El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- 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.
  - Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
  - Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
  - Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
  - Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.
- c) Patrimonio mínimo:  
(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre "Deuda Financiera Neta" y "Total Patrimonio" según lo siguiente:
- "Deuda Financiera Neta":  
(+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"  
(+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"  
(-) "Efectivo y Equivalente al Efectivo"
- "Total Patrimonio":  
(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora"  
(+) "Participaciones no Controladoras"
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales relativos a los bienes presentes o futuros del emisor que sean equivalente a 1,2 veces el monto insoluto del total de pasivos financieros sin garantías mantenidas por el emisor, incluyendo entre ellas los bonos emitidos con cargo a la presente línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- 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.
  - Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
  - Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
  - Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
  - Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.
- c) Patrimonio mínimo:  
(+) "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" en Unidades de Fomento al cierre de los Estados Financieros.

- iv) Series de Bono: BCGEI-M y BCGEI-N
- a) Razón de Endeudamiento Financiero: calculado como la razón entre “Deuda Financiera Neta” y “Total Patrimonio” según lo siguiente:
- “Deuda Financiera Neta”:  
(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”  
(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”  
(-) “Efectivo y Equivalente al Efectivo”
- “Total Patrimonio”:  
(+) Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora”  
(+) “Participaciones no Controladoras”
- b) Activos Libres de Garantías Reales: Activos libres de cualquier tipo de garantías reales que sean al menos 1,2 veces el saldo insoluto de los bonos emitidos con cargo a la línea.

El otorgante siempre podrá otorgar y mantener garantías reales en los siguientes casos:

- 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.
- Garantías reales que se otorguen a favor de sus filiales o viceversa.
- Garantías reales otorgadas por una sociedad que posteriormente se fusione con el emisor.
- Garantías reales sobre activos adquiridos con posterioridad a la inscripción de la emisión, que se encuentre garantizadas antes de la compra.
- Prorroga o renovación de cualquiera de las garantías anteriores.

#### **Causal de Rescate Anticipado voluntario para el Tenedor**

Descripción de opción de rescate anticipado voluntario

- i) Series de Bono: BCGEI-I, BCGEI-J, BCGEI-K: Si durante la vigencia de la línea, el emisor dejare de ser dueño, directa o indirectamente, de más del 50% del capital con derecho a voto de CGE Distribución S.A., o dejare de mantener el control de la administración de dicha sociedad.
- ii) Serie de Bono: BCGED-E: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad, incluyendo entre dichos activos la partida “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, los valores incluidos en la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros del emisor.
- iii) Serie de Bono: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas “Total Activos No Corrientes” más “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” de los Estados Financieros del emisor.
- iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, y BCGEI-N: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión y/o distribución y/o comercialización de electricidad,

incluyendo para el cálculo de dicho porcentaje la cuenta “Efectivo y Equivalentes al Efectivo”, la cuenta “Plusvalía” que pertenezcan a los referidos sectores y la cuenta “Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía” de los Estados Financieros consolidados del emisor.

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

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< 0 = 1,1 veces	0,69 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	2,80 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> 0 = 1,2 veces	65,06 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> 0 = 1,2 veces	43,37 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 65.379.459	Trimestral	Bonos
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	63,83 Veces	Trimestral	Bonos
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	21,28 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en sector electricidad, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> 0 = 70% de Activos Totales	98,1% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
---	--	------------------------------	------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre 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 al 31 de diciembre 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y 2017 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2018				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	55	696	955	1.706	2.055
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	51	68	122	126
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	223		251	254
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	46	119	170	175
Sociedad de Computación Binaria S.A.	1	41	7	49	51
<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>1.057</b>	<b>1.149</b>	<b>2.298</b>	<b>2.661</b>

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
<b>Total</b>	<b>95</b>	<b>1.291</b>	<b>1.552</b>	<b>2.938</b>	<b>3.029</b>

### 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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Al 31 de diciembre 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	49.849	31-03-2018
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	29.635	31-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes HH	Implementación Sistema de validación de datos para pago de impuestos verdes (HH Interna).	Inversión	Sistema de validación de datos	3.844	16-10-2018
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	06-03-2018
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	10-03-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Apoyo contratista en calibración CEMS y reportabilidad trimestral 1 Etapa	Cuantificación y reportabilidad trimestral emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes (pago desfasado por medición 2017)	Gasto	Asesorías Técnicas	277	11-12-2018
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	8.879	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	5.297	20-02-2018
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	2.675	23-05-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre abril junio 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.693	28-08-2018
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría impuesto emisiones Central Tres Puentes	Cuantificación y reportabilidad trimestre julio septiembre 2018 emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Asesorías Técnicas	2.716	21-11-2018
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

Al 31 de diciembre 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	Catastro Forestal por perito forestal	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.649	23-01-2018
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	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	Reforestación, roce, construcción de cercos, plantación, control de maleza	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	37.147	20-08-2018
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

Al 31 de diciembre 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	Resolución de informe ejecutivo CMN	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	6.723	01-03-2018
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 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	3.000	01-01-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polución	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	19-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Inducción socio - ambiental	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	1.800	23-03-2018
CGE S.A.	Minerales Primarios Minera Spence	Plan de control de polvo	Activo	Construcción de líneas y Subestación en Spence	3.642	17-04-2018
CGE S.A.	SE El Peñón	Compromisos flora	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.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas diciembre 2017	Activo	SE El Peñón	2.320	06-07-2018
CGE S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Consulta de Pertinencia	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.757	08-02-2018
CGE S.A.	Ampliación SE Parinacota	Revisión informe	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	4.766	26-08-2018
CGE S.A.				SE Parinacota	487	03-07-2018
<b>Totales</b>					<b>456.221</b>	



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 Lillén	Adicional ADENDA 2	Inversión	SE Lillén	993	04-01-2017
CGE S.A.	SE Lillén	Adicional ADENDA 2	Inversión	SE Lillén	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
<b>Totales</b>					<b>967.859</b>	

**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 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\$ 512.793.

**38.- HECHOS POSTERIORES.**

Entre el 31 de diciembre de 2018, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.