



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

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

(Expresados en miles de pesos chilenos)  
Correspondientes a los periodos terminados al  
31 de marzo de 2020 y 2019

## CONTENIDO

### I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

### II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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

---

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de marzo de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	315.370.448	56.197.328
Otros activos financieros.	7	15.161.254	11.855.252
Otros activos no financieros.	12	8.989.825	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	411.432.241	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	2.647.983	3.012.174
Inventarios.	10	8.074.635	7.597.649
Activos por impuestos.	11	31.251.227	27.448.199
<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>792.927.613</b>	<b>528.819.028</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.	38	512.793	512.793
<b>Total activos corrientes</b>		<b>793.440.406</b>	<b>529.331.821</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros.	7	2.877.453	6.715.436
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	191.551.715	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	32.318.117	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	874.289.165	870.587.122
Plusvalía.	15	221.211.470	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	17	1.943.204.610	1.934.697.386
Propiedad de inversión.	16	8.389.290	8.402.041
Activos por impuestos diferidos.	19	2.419.978	1.756.206
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>3.276.270.078</b>	<b>3.213.578.721</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>4.069.710.484</b>	<b>3.742.910.542</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de marzo de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	297.897.401	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	234.961.214	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	22.427.597	47.663.392
Otras provisiones.	22	26.389.405	19.116.946
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	3.693	4.218
Otros pasivos no financieros.	24	20.959.249	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	25	3.081.170	2.795.835
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>605.719.729</b>	<b>441.905.751</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros.	20	1.211.420.261	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	21	199.930.335	144.534.651
Otras provisiones.	22	950.743	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	19	186.745.631	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	30.332.538	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	25	4.242.662	4.669.872
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>1.633.622.170</b>	<b>1.480.481.697</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>2.239.341.899</b>	<b>1.922.387.448</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	209.074.327	199.453.834
Otras reservas.	26	39.471.971	39.984.353
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>1.787.150.857</b>	<b>1.778.042.746</b>
Participaciones no controladoras.	26	43.217.728	42.480.348
<b>Total patrimonio</b>		<b>1.830.368.585</b>	<b>1.820.523.094</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>4.069.710.484</b>	<b>3.742.910.542</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION**  
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2020	01-01-2019
	al	31-03-2020	31-03-2019
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	477.823.902	442.457.361
Costo de ventas	28	(405.464.065)	(367.348.510)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>72.359.837</b>	<b>75.108.851</b>
Otros ingresos, por función.	27	662.364	47.667
Gasto de administración.	28	(36.775.077)	(32.837.554)
Otros gastos, por función.	28	(1.945.268)	(1.460.531)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(1.305.630)	447.197
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>		<b>32.996.226</b>	<b>41.305.630</b>
Ingresos financieros.	29	5.252.998	4.360.942
Costos financieros.	29	(22.199.368)	(25.464.111)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	337.805	
Diferencias de cambio.	29	(1.732.667)	(125.739)
Resultados por unidades de reajuste.	29	(1.792.036)	66.893
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>12.862.958</b>	<b>20.143.615</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	(3.567.446)	(6.591.270)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>		<b>9.295.512</b>	<b>13.552.345</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		1.713.230
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>9.295.512</b>	<b>15.265.575</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>8.607.192</b>	<b>14.786.641</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26	688.320	478.934
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>9.295.512</b>	<b>15.265.575</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION**  
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2020	01-01-2019
	al	31-03-2020	31-03-2019
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		9.295.512	15.265.575
<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) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.9	1.800.128	1.825.066
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>		<b>1.800.128</b>	<b>1.825.066</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.	26.9	2.440.375	517.302
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión</b>		<b>2.440.375</b>	<b>517.302</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.9	(4.441.614)	(441.407)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>(4.441.614)</b>	<b>(441.407)</b>
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos</b>		<b>(2.001.239)</b>	<b>75.895</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(201.111)</b>	<b>1.900.961</b>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	26.9	(486.034)	(492.768)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		<b>(486.034)</b>	<b>(492.768)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	26.9	1.199.236	119.180
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		<b>1.199.236</b>	<b>119.180</b>
<b>Otro resultado integral</b>		<b>512.091</b>	<b>1.527.373</b>
<b>Total resultado integral</b>		<b>9.807.603</b>	<b>16.792.948</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
<b>Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>9.108.111</b>	<b>16.005.563</b>
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		699.492	787.385
<b>Total resultado integral</b>		<b>9.807.603</b>	<b>16.792.948</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)  
 (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 2020	1.538.604.559		108.773.135	15.943.838	1.461.936	(3.777.294)	(82.417.262)	39.984.353	199.453.834	1.778.042.746	42.480.348	1.820.523.094
<b>Cambios en patrimonio</b>												
<b>Resultado integral</b>												
Ganancia (pérdida)									8.607.192	8.607.192	688.320	9.295.512
Otro resultado integral				2.478.051	(3.242.378)	1.265.246		500.919		500.919	11.172	512.091
<b>Total resultado integral</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.478.051</b>	<b>(3.242.378)</b>	<b>1.265.246</b>	<b>0</b>	<b>500.919</b>	<b>8.607.192</b>	<b>9.108.111</b>	<b>699.492</b>	<b>9.807.603</b>
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(1.013.301)					(1.013.301)	1.013.301	0	37.888	37.888
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(1.013.301)</b>	<b>2.478.051</b>	<b>(3.242.378)</b>	<b>1.265.246</b>	<b>0</b>	<b>(512.382)</b>	<b>9.620.493</b>	<b>9.108.111</b>	<b>737.380</b>	<b>9.845.491</b>
<b>Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2020</b>	<b>1.538.604.559</b>	<b>0</b>	<b>107.759.834</b>	<b>18.421.889</b>	<b>(1.780.442)</b>	<b>(2.512.048)</b>	<b>(82.417.262)</b>	<b>39.471.971</b>	<b>209.074.327</b>	<b>1.787.150.857</b>	<b>43.217.728</b>	<b>1.830.368.585</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
 Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
			Superavit 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 2019	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
<b>Cambios en patrimonio</b>												
<b>Resultado integral</b>												
Ganancia (pérdida)									14.786.641	14.786.641	478.934	15.265.575
Otro resultado integral				199.680	(322.227)	1.341.469		1.218.922		1.218.922	308.451	1.527.373
<b>Total resultado integral</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>199.680</b>	<b>(322.227)</b>	<b>1.341.469</b>	<b>0</b>	<b>1.218.922</b>	<b>14.786.641</b>	<b>16.005.563</b>	<b>787.385</b>	<b>16.792.948</b>
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(1.095.508)					(1.095.508)	1.095.508	0	(321.594)	(321.594)
<b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>	<b>(1.488.420)</b>	<b>1.488.420</b>	<b>(1.095.508)</b>	<b>199.680</b>	<b>(322.227)</b>	<b>1.341.469</b>	<b>0</b>	<b>123.414</b>	<b>15.882.149</b>	<b>16.005.563</b>	<b>465.791</b>	<b>16.471.354</b>
<b>Patrimonio al final del ejercicio al 31 de marzo de 2019</b>	<b>1.539.998.904</b>	<b>(1.394.257)</b>	<b>112.931.979</b>	<b>(22.646.853)</b>	<b>(2.125.550)</b>	<b>126.839</b>	<b>(82.417.230)</b>	<b>5.869.185</b>	<b>273.768.167</b>	<b>1.818.241.999</b>	<b>42.293.860</b>	<b>1.860.535.859</b>



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO**  
**Por los periodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 (no auditados)**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2020	01-01-2019
	al	31-03-2020	31-03-2019
	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.		541.657.939	473.214.633
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		12.895.323	228.396
Otros cobros por actividades de operación.		8.575.285	12.976.439
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(447.976.287)	(403.478.779)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(17.531.606)	(19.052.470)
Otros pagos por actividades de operación.		(16.878.920)	(16.792.289)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Dividendos recibidos.		22.031	
Intereses recibidos.		5.134.687	4.158.332
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(5.366.857)	(4.501.446)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(697.628)	(5.315.912)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>79.833.967</b>	<b>41.436.904</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		17.589	65.454
Compras de propiedades, planta y equipo.		(33.727.280)	(14.785.958)
Compras de activos intangibles.		(1.877.599)	(1.111.137)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.			6.885.671
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(781)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(35.587.290)</b>	<b>(8.946.751)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de la emisión de acciones.			(8.000.000)
Total importes procedentes de préstamos.		416.840.085	205.386.989
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		137.000.000	
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		279.840.085	205.386.989
Préstamos de entidades relacionadas.			5.317.284
Pagos de préstamos.		(155.414.703)	(209.187.178)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(24.065.585)	
Intereses pagados.		(22.646.811)	(19.953.501)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		150.244	(286.190)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>214.863.230</b>	<b>(26.722.596)</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>259.109.907</b>	<b>5.767.557</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		63.213	(32.026)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>259.173.120</b>	<b>5.735.531</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	56.197.328	4.807.944
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio</b>		<b>315.370.448</b>	<b>10.543.475</b>

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
**Correspondientes al 31 de marzo de 2020 y 2019**

---

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.	21
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	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 2020, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	23
3.4.-	Bases de consolidación.	24
3.5.-	Entidades subsidiarias.	27
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	29
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	30
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	30
3.9.-	Propiedades de inversión.	32
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	32
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	33
3.12.-	Costos por intereses.	34
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	34
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	34
3.15.-	Activos financieros.	35
3.16.-	Inventarios.	38
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	38
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	38
3.19.-	Capital social.	39
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	39
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	39
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	39
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	40
3.24.-	Provisiones.	41
3.25.-	Subvenciones estatales.	42
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	42
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	42
3.28.-	Arrendamientos.	43
3.29.-	Distribución de dividendos.	44
3.30.-	Costo de ventas.	44
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	44
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	45
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	45
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	45
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	45
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	46
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	46
4.6	Contingencia Covid-19	48

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	48
5.1.- Riesgo financiero.	48
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	52
6.1.- Composición del rubro.	52
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	53
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	53
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	53
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	54
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	54
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	56
8.1.- Composición del rubro.	56
8.2.- Estratificación de la cartera.	60
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	61
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	63
8.5.- Provisión y castigos.	64
8.6.- Número y monto de operaciones.	64
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	65
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	66
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	69
10.- INVENTARIOS.	70
10.1.- Información adicional de inventarios.	70
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	70
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	71
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	72
13.1.- Composición del rubro.	72
13.2.- Sociedades con control conjunto.	73
13.3.- Inversiones en subsidiarias.	76
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	78
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	78
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	80
15.- PLUSVALIA.	81
16.- PROPIEDADES DE INVERSION.	82
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	82
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	82
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	82
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	83
17.1.- Vidas útiles.	83
17.2.- Detalle de los rubros.	83
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	86
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	87
17.5.- Costo por intereses.	87
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	87
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	89
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	89
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	90

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	91
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	91
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	91
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	92
19.4.- Compensación de partidas.	92
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	93
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	93
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	94
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	96
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	97
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	97
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	97
22.- OTRAS PROVISIONES.	98
22.1.- Provisiones – saldos.	98
22.2.- Movimiento de las provisiones.	99
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	100
23.1.- Detalle del rubro.	100
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	100
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	100
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	100
23.5.- Hipótesis actuariales.	101
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	101
24.1.- Ingresos diferidos.	101
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	102
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	102
25.2.- Bienes arrendados.	103
26.- PATRIMONIO NETO.	103
26.1.- Gestión de capital.	103
26.2.- Capital suscrito y pagado.	104
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	104
26.4.- Dividendos.	104
26.5.- Reservas.	104
26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	105
26.7.- Participaciones no controladoras.	106
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	107
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	107
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	108
27.1.- Ingresos ordinarios.	108
27.2.- Otros ingresos, por función.	109
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	109
28.1.- Gastos por naturaleza.	109
28.2.- Gastos de personal.	110
28.3.- Depreciación y amortización.	110
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	110
29.- RESULTADO FINANCIERO.	111
29.1.- Composición diferencias de cambio.	111
29.2.- Composición unidades de reajuste.	112

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	112
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	112
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	113
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	113
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	113
31.- GANANCIAS POR ACCION.	114
32.- INFORMACION POR SEGMENTO.	114
32.1.- Criterios de segmentación.	114
32.2.- Cuadros patrimoniales.	115
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	117
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	118
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	119
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	119
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	120
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	121
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	122
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	122
34.2.- Sanciones administrativas.	131
34.3.- Sanciones.	138
34.4.- Restricciones.	138
35.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	143
36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	143
37.- MEDIO AMBIENTE.	143
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	152
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	152
38.2.- Discontinuación de de distribución eléctrica de sociedades de control conjunto argentinas y el negocio de transmisión de Transemel en Chile.	152
39.- HECHOS POSTERIORES.	155

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
Correspondientes al 31 de marzo de 2020 y 2019.

---

**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 S.A., 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 5 de noviembre de 2018 fueron fusionadas por absorción las sociedades de servicios, Comercial y Logística General S.A., Inversiones y Gestión S.A. y Novanet S.A., y con fecha 31 de julio de 2019 fue absorbida Sociedad de Computación Binaria 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 96,04% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es NATURGY INVERSIONES INTERNACIONALES S.A., AGENCIA EN CHILE (Ex 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.

Al 31 de marzo de 2020 los principales accionistas de NATURGY ENERGY GROUP S.A son Critería Caixa, que de manera directa posee el 20,8% y en forma indirecta el 3,7% a través de Energía Boreal; CVC Capital Partners a través de Rioja Bidco Shareholdings con 20,4% y Global Infraestructure Management con 20,3% a través del fondo de inversión GIP.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2020 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 28 de abril de 2020, 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.

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 3.020.563 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 2.890 GWh al 31 de marzo de 2020.

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 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 de CGE y EDELMAG 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., Maria 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 Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

- i) Valor agregado de distribución (VAD).

La Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, mediante la cual se rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, modificó el marco normativo que regula el segmento de distribución de electricidad.

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, en un procedimiento que es encabezado 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.

El precio de nudo, los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión y el cargo por Servicio Público son traspasados a los clientes finales, correspondiendo el VAD a la retribución de la empresa distribuidora.

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.

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, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización determinada en cada proceso tarifario, la que no puede ser inferior al 6% ni superior al 8% real anual después de impuestos<sup>1</sup>.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194<sup>2</sup>, el estudio de costos debe ser licitado y adjudicado, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las distribuidoras, dos representantes del Ministerio de Energía y dos representantes de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía debe elaborar un informe técnico sobre la base del señalado estudio, respecto del cual se podrán presentar observaciones ante ese mismo organismo y, posteriormente, discrepancias ante el Panel de Expertos.

Con el VAD definitivo, 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, reflejan las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad. Esto es sin perjuicio que en la Ley N° 21.194 se estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

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 sus costos 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 cuatrienal.

---

<sup>1</sup> Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso tarifario, correspondiente al cuatrienio 2020-2024. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos.

<sup>2</sup> Este procedimiento se aplicará en el próximo proceso tarifario, correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

La Ley establece que al momento de la fijación de tarifas las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda comprendida entre -3 puntos porcentuales por debajo y 2 puntos porcentuales por arriba de la tasa de descuento que haya sido determinada. 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.

Actualmente, las fórmulas tarifarias aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios se encuentran establecidas en el Decreto N° 11T-2016 del Ministerio de Energía, publicado el 24 de agosto de 2017 en el Diario Oficial, las cuales tendrán vigencia hasta el mes de noviembre de 2020, el cual fue modificado mediante el Decreto N° 5T-2018 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018, mediante el cual se actualizaron algunos de los parámetros 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.

Al respecto, cabe señalar que, el 26 de julio de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó a las empresas distribuidoras los ajustes tarifarios, en conformidad con los criterios y metodologías definidos por la Comisión Nacional de Energía en su informe comunicado el 24 de julio, con el objeto de retirar del nivel tarifario los costos asociados a la implementación de los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (“medidores inteligentes”) que había sido establecida en la referida Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

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° 341-2017 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, 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 Comisión Nacional de Energía 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 discrepancias, ellas son sometidas 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, CGE a través de su empresa relacionada ENERGIA SAN JUAN, abastece a 237.969 clientes distribuidos en la provincia de San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 475 GWh acumulados al 31 de marzo de 2019.

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 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 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 de 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.

#### Demanda:

La demanda física que enfrentan las instalaciones de Transmisión Zonal corresponde principalmente a las de las empresas distribuidoras, de clientes libres y a inyecciones efectuadas 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 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 DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción 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, considerando una tasa de descuento que se determina en cada proceso, con un piso del 7% y un techo del 10% real anual después de impuestos<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Esta tasa entrará en vigencia a contar del próximo proceso de tarifación, correspondiente al cuatrienio 2020-2023. Actualmente la tasa es del 10% real antes de impuestos

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).

La remuneración vigente de las instalaciones existentes de Transmisión Nacional fue fijada mediante Decreto 23T-2015 del Ministerio de Energía, publicado el 3 de febrero de 2016, con vigencia desde el 1 de enero de 2016, mientras que la de las instalaciones de Transmisión Zonal fue fijada 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.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los diferentes modelos de remuneración señalados precedentemente, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en el informe que determina los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 815-2019 de la Comisión Nacional de Energía, se incorpora un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales.

#### 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 EDELMAG -que posee una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diésel de 110 MW.

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

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

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de marzo de 2020 y 2019 han sido preparados de acuerdo con Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada a la Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por 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 intermedios se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. para todas las subsidiarias incluidas en la consolidación.

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

Para el período terminado al 31 de marzo de 2019, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 31 de marzo de 2020. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2020.

3.2.1.- “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.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

3.2.2.- 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 periodos anteriores.

3.2.3.- 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.

3.2.4.- Enmienda a NIIF 9 “Instrumentos financieros” y NIC 39 “Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición” y NIIF 7 “Instrumentos financieros: información a revelar”.



En septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, que concluye la primera fase de su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias en la información financiera. Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, previo al reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por tasas alternativas de interés casi libres de riesgo.

Las enmiendas deben ser aplicadas retrospectivamente. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente descontinuada, no puede ser reintegrada con la aplicación de estas enmiendas, ni se puede designar una relación de cobertura usando el beneficio de razonamiento en retrospectiva. La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

### **3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2020, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.**

- 3.3.1.- 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.

En junio 2019, el IASB emitió un proyecto de norma de NIIF 17 con enmiendas propuestas. El IASB propuso doce enmiendas específicas en ocho áreas, que incluye el diferimiento de la fecha de aplicación de NIIF 17 por dos años, incluyendo dos años adicionales de diferimiento para la aplicación de IFRS 9 a las entidades de seguro calificadas (es decir, las aseguradoras calificadas pueden aplicar NIIF 17 y NIIF 9 por primera vez en los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2023).

La NIIF17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas.

- 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.- Enmienda a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. En junio 2020, el IASB emitió enmiendas a los párrafos 69 al 76 de IAS 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. Las entidades deben considerar cuidadosamente si hay algún aspecto de las enmiendas que sugiera que los términos de sus acuerdos de préstamo existentes deben

renegociarse. En este contexto, es importante resaltar que las enmiendas deben aplicarse retrospectivamente.

La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

### **3.4.- Bases de consolidación.**

#### **3.4.1.- Subsidiarias o filiales.**

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que Compañía General de Electricidad S.A. tiene el control. Consideramos que mantenemos control cuando:

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

Se considera que Compañía General de Electricidad S.A. tiene poder sobre una entidad, cuando tiene derechos existentes que le otorgan la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes, eso es, las actividades que afectan de manera significativa los retornos de la entidad. El poder sobre sus subsidiarias se deriva de la posesión de la mayoría de los derechos de voto otorgados por instrumentos de capital de las subsidiarias.

A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

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

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro

del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A., se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

#### 3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

#### 3.4.3.- Negocios conjuntos.

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

#### 3.4.4.- Asociadas o coligadas.

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

La participación de Compañía General de Electricidad S.A. en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación de 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			
					31-03-2020			31-12-2019
					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%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,00000%	99,07000%	99,07000%

#### 3.5.2.- 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			
						31-03-2020		31-12-2019	
						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%	54,48850%	55,00000%	54,48850%
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%

#### 3.5.3.- Cambios en el perímetro de consolidación.

##### 3.5.3.1 Perímetro de consolidación directo.

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación directo de nuestras subsidiarias para el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

Con fecha 1 de octubre de 2019 la Sociedad enajenó 625.250.732 acciones representativas del 99,99999% de Transemel S.A: a las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

### 3.5.3.2 Perímetro de consolidación indirecto.

Con fecha 11 de noviembre de 2019 se procedió a la liquidación de la sociedad Los Andes Huarpes S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación indirecto al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

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

#### 3.5.4.1.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						31-03-2020		31-12-2019	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A - CGE S.A.	50,00000%	49,99589%	50,00000%	49,99589%
0-E	Gasnor S.A	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	2,60000%	2,59978%	2,60000%	2,59978%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	50,00000%	49,99582%	50,00000%	49,99582%

Con fecha 10 de julio de 2019, CGE y su filial CGE Argentina S.A. (“CGEA”) celebraron un contrato de permuta con la Sociedad Argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre, CGE y CGEA enajenó a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) y a su vez CGE y CGEA adquirió las participaciones accionarias directas e indirectas que poseía CECSA en las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas argentinas Gasnor S.A. y Gasmarket S.A., que operan también en la zona Noroeste de Argentina.

En virtud del contrato, CGE y CGEA enajenaron a CECSA el total de sus participaciones, directas e indirectas en las distribuidoras de electricidad y subsidiarias (50% de la propiedad accionaria de EDET y 45% de la propiedad accionaria de EJESA y EJSEDSA), y adquirieron el total de la participación accionaria de CECSA y sus afiliadas en las empresas de gas referidas (50% de la propiedad accionaria de Gasnor S.A. y Gasmarket S.A.).

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

#### 3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional de Compañía 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 \$
31-03-2020	852,03	934,55	28.597,46	13,23
31-12-2019	748,74	839,58	28.309,94	12,51
31-03-2019	678,53	761,28	27.565,76	15,66

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., 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 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 Chile, eléctrico Argentina y servicios, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 32.

#### 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.

#### 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.

### **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. 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. y subsidiarias cumplirán 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.

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, la Sociedad reconoce los activos y pasivos derivados del contrato de arrendamiento con duración superior a 12 meses y de valor subyacente significativo en base a NIIF 16. Como arrendatario reconocerá los activos por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento que representa la obligación de los pagos mínimos por este concepto.

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 como pasivos por arrendamientos. 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 arrendador.

Cuando los activos son arrendados, 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019. 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 período 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 2019 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.**

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

La referida metodología utiliza supuestos críticos vinculados con tasa de interés, factores de reajustes e indexación y estimaciones de vidas útiles, cuya variación pueden generar modificaciones significativas sobre los estados financieros 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 son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En este contexto, el 28 de septiembre de 2018, el 6 de mayo de 2019 y el 5 de octubre de 2019 fueron publicados los Decretos N° 7T-2018, N° 20T-2018 y N° 7T-2019, todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de julio de 2018, 1 de enero de 2019 y 1 de julio de 2019, respectivamente.

El 2 de noviembre fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes regulados. Esta ley considera esencialmente:

- Entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios que las distribuidoras traspasarán a sus clientes corresponderán a los de enero de 2019 (PEC, precio estabilizado a clientes).
- Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización (diciembre de 2027), podrán traspasar los precios de nudo promedio (PNP), los que no podrán superar el PEC reajustado por IPC a partir de enero de 2021.
- A partir de esta ley y hasta el término del mecanismo, las distribuidoras pagarán los precios de nudo promedio con un factor de ajuste que asegure la coherencia con la recaudación esperada del PEC. En caso de que el cálculo de precios de nudo promedio sea mayor al PEC, los precios serán ajustados a la baja; en caso contrario, serán incrementados para cubrir saldos no recaudados.



- La Comisión Nacional de Energía calculará, para cada contrato, las diferencias de facturación que se produzcan entre el precio establecido y el precio que se hubiera aplicado de acuerdo a dicho contrato. Este saldo en dólares será incorporado en los decretos tarifarios semestrales. A partir de julio de 2023 o hasta acumular un saldo USD 1.350 millones, no se podrán incrementar los saldos no recaudados.
- Los saldos no recaudados no devengarán interés, salvo a partir del 1 de enero de 2026 (libor de 6 meses más un spread correspondiente al riesgo país a la fecha de aplicación).
- Se considerarán para el mecanismo sólo aquellos contratos que inicien suministro antes de 2021.
- La Comisión Nacional de Energía deberá establecer mediante resolución exenta las reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización.
- Se deroga el Decreto N° 7T-2019 (precios de nudo promedio de julio de 2019), extendiéndose la vigencia del Decreto 20T-2018 hasta la publicación del decreto que corresponda dictar con posterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Por otro lado, en relación con la remuneración de las instalaciones de transmisión, el 3 de febrero de 2015 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 23T-2015 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el valor anual de transmisión por tramo de las instalaciones de Transmisión Nacional y sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, con vigencia desde el 1 de enero de 2016. Asimismo, el 5 de octubre de 2018 fue publicado 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, con vigencia desde el 1 de enero de 2018.

Los cargos de transmisión aplicables a los clientes finales, considerando los decretos señalados precedentemente, junto con los valores adjudicados como resultados de los procesos de licitación de instalaciones de transmisión efectuados, son fijados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía.

Particularmente, en el informe que determina los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero de 2020, aprobado mediante Resolución Exenta N° 815-2019 de la Comisión Nacional de Energía, se incorpora un mecanismo de ajuste de los cargos de transmisión que permite evitar excesivas variaciones de estos y, por tanto, reducir en la medida de lo posible la afectación a los clientes finales.

Finalmente, la Ley N° 21.194, publicada el 21 de diciembre de 2019, estableció un mecanismo transitorio que para que los niveles de precios asociados al Valor Agregado de Distribución que estén siendo aplicados a la fecha de su publicación, permanezcan constantes hasta el término de su vigencia, debiendo las diferencias ser incorporadas a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de tarificación de los suministros a clientes regulados.

Con todo, las diferencias originadas por la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y de las resoluciones que fijen los cargos de transmisión, ya sea debido a que se publiquen en fechas posteriores a las del inicio de sus vigencias o a la implementación de los mecanismos de estabilización descritos precedentemente, deberán ser traspasadas a los clientes regulados, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que tendrá en las cuentas de los clientes finales.

#### 4.6 Contingencia Covid-19

La Sociedad y sus subsidiarias se encuentran evaluando activamente e implementando permanentemente las medidas requeridas para enfrentar los posibles efectos del brote del Covid-19 en sus empleados, clientes y proveedores. Sin embargo, aunque prevemos que los resultados financieros de la compañía, en lo que resta del año se puedan ver afectados negativamente, actualmente no es posible estimar eventuales impactos en la operación del negocio y/o en la condición financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias.

#### 5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas Compañía General de Electricidad S.A. 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 Compañía General de Electricidad S.A., 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. 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 marzo de 2020, el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$ 10.707.497. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 0,71% de la deuda financiera total, lo que implica que el 99,29% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	31-03-2020		31-12-2019	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	914.629.997	60,60%	647.809.744	52,26%
Deuda en unidades de fomento	171.574.372	11,37%	171.760.917	13,86%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	412.405.796	27,32%	413.504.910	33,36%
Deuda en moneda extranjera - m/e	10.707.497	0,71%	6.443.704	0,52%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>1.509.317.662</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.239.519.275</b>	<b>100,00%</b>

Cabe destacar que durante el ejercicio 2018 se ejecutaron 5 operaciones de derivados de cobertura UF / CLP para los bonos series D, E, K, M, y N, con lo cual el 87,92% 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 marzo de 2020, el valor del peso argentino se ubicó en \$13,23, es decir un 5,76% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2019, fecha en que alcanzó un valor de \$12,51.

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 marzo de 2020		13,23	809.335	10.707.497	
	-1%	13,10	809.335	10.600.422	107.075
	1%	13,36	809.335	10.814.572	(107.075)

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\$107.075 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 marzo de 2020, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 11,37% 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 marzo de 2020, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 1.715.744 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 marzo de 2020, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 34,5% 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\$ 5.079.731.

#### 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 80,3% 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 y financiar eventuales aumentos temporales en las necesidades de capital de trabajo.

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 31-03-2020	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	309.738.154	556.202.879	111.066.279			977.007.311
Bonos	31.135.121	61.108.786	207.090.104	193.376.582	301.976.616	794.687.208
<b>Total</b>	<b>340.873.275</b>	<b>617.311.665</b>	<b>318.156.382</b>	<b>193.376.582</b>	<b>301.976.616</b>	<b>1.771.694.520</b>
<b>Porcentualidad</b>	<b>19%</b>	<b>35%</b>	<b>18%</b>	<b>11%</b>	<b>17%</b>	<b>100%</b>

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2019	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	133.211.940	380.429.099	186.169.127			699.810.166
Bonos	31.013.718	60.877.655	193.800.511	207.892.578	305.795.256	799.379.718
<b>Total</b>	<b>164.225.657</b>	<b>441.306.755</b>	<b>379.969.638</b>	<b>207.892.578</b>	<b>305.795.256</b>	<b>1.499.189.884</b>
<b>Porcentualidad</b>	<b>11%</b>	<b>29%</b>	<b>25%</b>	<b>14%</b>	<b>20%</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 ha sido históricamente bajo, debido a la importancia del suministro eléctrico en el diario vivir y la facultad de suspensión de este, establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, después una cantidad acotada de días contada desde el vencimiento de una cuenta impaga. Adicionalmente, contribuye a lo anterior la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, contemplada en la normativa, siendo necesario el pago de ella para la reposición del suministro. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se muestra un análisis del riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 3,9 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 4,68% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.836.126.484	1.800.759.943
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	705.143.724	653.936.895
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	102.159.768	98.091.564
<b>Rotación cuentas por cobrar. (meses)</b>	<b>3,9</b>	<b>3,7</b>
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,68%	4,58%

Sin perjuicio de lo anterior, la actual situación de pandemia por el Covid-19 y la declaración de Estado de Catástrofe por Calamidad Pública vigente desde el 19 de marzo, ha resultado en un aumento del riesgo crédito, asociado al empeoramiento de las condiciones económicas, expectativas de baja en el PIB y aumento del desempleo, todo lo cual podría redundar en un aumento de la morosidad y de los incobrables, lo que hace imprescindible una gestión integral de los riesgos asociados especialmente a la cartera de clientes vulnerables, considerando el principio del pass-through o de traspaso de costos en la cadena generación-transporte-distribución-consumo del servicio público eléctrico.

#### 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 marzo de 2020, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de marzo de 2020	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	925.337.494	933.240.725	0,85%
Bonos	583.980.168	702.781.593	20,34%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.509.317.662</b>	<b>1.636.022.319</b>	<b>8,39%</b>

Deuda al 31 de diciembre de 2019	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	654.253.448	653.722.270	-0,08%
Bonos	585.265.827	679.060.583	16,03%
<b>Total pasivo financiero</b>	<b>1.239.519.275</b>	<b>1.332.782.853</b>	<b>7,52%</b>

\*Incluye pasivos de cobertura Bonos en UF

### 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 34.4.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 31 de marzo de 2020 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en dicha consolidación 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Efectivo</b>		
Efectivo en caja.	544.756	407.201
Saldos en bancos.	85.544.280	3.061.478
Otros depósitos a la vista.		
<b>Total efectivo.</b>	<b>86.089.036</b>	<b>3.468.679</b>
<b>Equivalente al efectivo</b>		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	229.028.267	28.000.000
Otros equivalentes al efectivo (*).	253.145	24.728.649
<b>Total equivalente al efectivo.</b>	<b>229.281.412</b>	<b>52.728.649</b>
<b>Total</b>	<b>315.370.448</b>	<b>56.197.328</b>

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	253.145	24.728.649
<b>Total otros equivalentes al efectivo.</b>	<b>253.145</b>	<b>24.728.649</b>

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	313.727.399	55.272.107
	US \$	1.227.858	718.364
	AR \$	414.369	206.109
	EUR \$	822	748
<b>Total</b>		<b>315.370.448</b>	<b>56.197.328</b>

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de marzo de 2020 y 2019 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 marzo de 2020 y 2019.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2020	01-01-2019
	31-03-2020	31-03-2019
	M\$	M\$
<b>Otros cobros por actividades de operación</b>		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	8.550.008	12.942.080
Otros cobros	25.277	34.359
<b>Total otros cobros por actividades de operación</b>	<b>8.575.285</b>	<b>12.976.439</b>
<b>Otros pagos por actividades de operación</b>		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(14.049.075)	(14.184.630)
Pago de impuestos a las ventas y servicios, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(2.712.772)	(2.584.871)
Otros pagos	(117.073)	(22.788)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(16.878.920)</b>	<b>(16.792.289)</b>

## 7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-03-2020		31-12-2019	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.	15.161.254	2.702.452	11.855.252	6.540.435
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
<b>Total</b>	<b>15.161.254</b>	<b>2.877.453</b>	<b>11.855.252</b>	<b>6.715.436</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. 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 activos y pasivos de cobertura al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo	15.161.254	11.855.252	2.702.452	6.540.435
<b>Total</b>					<b>15.161.254</b>	<b>11.855.252</b>	<b>2.702.452</b>	<b>6.540.435</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	
					31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 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.	Préstamo	1.909.400	1.989.786	0	0
<b>Total</b>					<b>1.909.400</b>	<b>1.989.786</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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, 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		31-03-2020	31-12-2019
			31-03-2020	31-12-2019	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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

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	31-03-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	15.161.254	2.702.452		17.863.706	
<b>Total</b>	<b>15.161.254</b>	<b>2.702.452</b>	<b>0</b>	<b>17.863.706</b>	<b>0</b>

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo	11.855.252	6.540.435		18.395.687	
<b>Total</b>	<b>11.855.252</b>	<b>6.540.435</b>	<b>0</b>	<b>18.395.687</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	31-03-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.909.400			1.909.400	
<b>Total</b>	<b>1.909.400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.909.400</b>	<b>0</b>

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.989.786			1.989.786	
<b>Total</b>	<b>1.989.786</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.989.786</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:		
	31-03-2020		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:		
	31-12-2019		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	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, neto.	376.039.512	394.275.293	16.481.603	16.458.105
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	402.375	397.370	1.729.274	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, neto.	34.990.354	20.365.244	173.340.838	122.536.090
<b>Total</b>	<b>411.432.241</b>	<b>415.037.907</b>	<b>191.551.715</b>	<b>140.807.424</b>

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Por cobrar al personal</b>				
Préstamos al personal.	1.609.986	1.780.294	340.051	342.490
Anticipo de remuneraciones.	191.013	300.836		
Fondos por rendir.	19.677	17.154		
<b>Sub total</b>	<b>1.820.676</b>	<b>2.098.284</b>	<b>340.051</b>	<b>342.490</b>
<b>Impuestos por recuperar</b>				
Iva crédito fiscal.	296.602	276.780		
<b>Sub total</b>	<b>296.602</b>	<b>276.780</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Deudores varios</b>				
Deudores varios. (*)	15.454.616	975.144	171.487.733	120.749.437
Anticipo Proveedores.	15.346.439	14.073.972		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			1.504.859	1.436.353
Boletas garantías.	563	563		
Otros documentos por cobrar.	3.774.282	4.024.355	8.195	7.810
Otros.	157.378	776.348		
Provisión de deterioro.	(1.860.202)	(1.860.202)		
<b>Sub total</b>	<b>32.873.076</b>	<b>17.990.180</b>	<b>173.000.787</b>	<b>122.193.600</b>
<b>Total</b>	<b>34.990.354</b>	<b>20.365.244</b>	<b>173.340.838</b>	<b>122.536.090</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	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, bruto.	475.946.863	490.176.141	16.873.818	16.788.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	402.375	397.370	1.729.274	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	36.850.556	22.225.446	173.340.838	122.536.090
<b>Total</b>	<b>513.199.794</b>	<b>512.798.957</b>	<b>191.943.930</b>	<b>141.137.938</b>

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales.	100.299.566	96.231.362
Otras cuentas por cobrar.	1.860.202	1.860.202
<b>Total</b>	<b>102.159.768</b>	<b>98.091.564</b>

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019, se muestra en el siguiente cuadro:

<b>Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
Saldo inicial.	98.091.564	89.995.755
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(4.128.595)	(11.534.526)
Desapropiación de subsidiaria		(140.506)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	27.600	(160.900)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	8.169.199	19.931.741
<b>Total</b>	<b>102.159.768</b>	<b>98.091.564</b>

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.

Nuestra política de provisión de incobrables contempla la actualización semestral de las variables macroeconómicas, o cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario en que nos coloca la pandemia generada por el Covid-19 hemos revisado el modelo de pérdida esperada de Compañía General de Electricidad S.A., el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las provisiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo ajustando estas negativamente al 31 de marzo de 2020 respecto al cierre anual 2019.

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	31-03-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	553.923	(151.548)	402.375	555.112	(157.742)	397.370
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.696.354	(309.628)	1.386.726	1.739.005	(333.629)	1.405.376
Más de cinco años.	359.480	(16.932)	342.548	432.122	(24.269)	407.853
<b>Total</b>	<b>2.609.757</b>	<b>(478.108)</b>	<b>2.131.649</b>	<b>2.726.239</b>	<b>(515.640)</b>	<b>2.210.599</b>

## 8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

31-03-2020	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.	275.087.816	54.995.551	21.297.523	11.580.308	8.779.439	5.748.333	5.277.742	5.429.930	5.682.705	98.941.334	492.820.681	475.946.863	16.873.818
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	402.375									1.729.274	2.131.649	402.375	1.729.274
Otras cuentas por cobrar, bruto.	34.060.907	1.440.887	1.450.026							173.239.574	210.191.394	36.850.556	173.340.838
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.372.002)	(1.904.497)	(2.415.718)	(1.917.340)	(1.697.289)	(1.615.490)	(2.323.944)	(2.123.787)	(2.821.383)	(80.108.116)	(100.299.566)	(99.907.351)	(392.215)
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(1.860.202)	(1.860.202)	(1.860.202)	
<b>Total</b>	<b>306.179.096</b>	<b>54.531.941</b>	<b>20.331.831</b>	<b>9.662.968</b>	<b>7.082.150</b>	<b>4.132.843</b>	<b>2.953.798</b>	<b>3.306.143</b>	<b>2.861.322</b>	<b>191.941.864</b>	<b>602.983.956</b>	<b>411.432.241</b>	<b>191.551.715</b>

  

31-12-2019	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.	296.674.302	59.194.840	17.990.986	12.465.678	8.678.668	6.076.438	5.524.284	5.121.173	4.664.514	90.573.877	506.964.760	490.176.141	16.788.619
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.210.599									2.210.599	2.210.599	397.370	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.592.907	67.419	58.691				4.188			140.038.331	144.761.536	22.225.446	122.536.090
Provision deterioro Deudores Comerciales	(2.383.854)	(2.074.760)	(2.958.327)	(2.736.085)	(2.436.771)	(2.152.393)	(3.240.178)	(2.330.094)	(2.387.874)	(73.531.026)	(96.231.362)	(95.900.848)	(330.514)
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(1.860.202)	(1.860.202)	(1.860.202)	
<b>Total</b>	<b>301.093.954</b>	<b>57.187.499</b>	<b>15.091.350</b>	<b>9.729.593</b>	<b>6.241.897</b>	<b>3.924.045</b>	<b>2.288.294</b>	<b>2.791.079</b>	<b>2.276.640</b>	<b>155.220.980</b>	<b>555.845.331</b>	<b>415.037.907</b>	<b>140.807.424</b>

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

31-03-2020								
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)		170.699.252					170.699.252	0
Por vencer. (2)	545.531	88.706.609	(922.970)	279.221	15.681.955	(2.449.032)	104.388.564	(3.372.002)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>545.531</b>	<b>259.405.861</b>	<b>(922.970)</b>	<b>279.221</b>	<b>15.681.955</b>	<b>(2.449.032)</b>	<b>275.087.816</b>	<b>(3.372.002)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	482.539	53.676.834	(1.630.157)	11.781	1.318.717	(274.340)	54.995.551	(1.904.497)
Entre 31 y 60 días	100.487	20.642.971	(2.281.174)	5.630	654.552	(134.544)	21.297.523	(2.415.718)
Entre 61 y 90 días	67.673	11.108.946	(1.780.125)	4.661	471.362	(137.215)	11.580.308	(1.917.340)
Entre 91 y 120 días	38.664	8.384.031	(1.591.702)	4.397	395.408	(105.587)	8.779.439	(1.697.289)
Entre 121 y 150 días	39.410	5.446.861	(1.482.655)	3.979	301.472	(132.835)	5.748.333	(1.615.490)
Entre 151 y 180 días	22.175	4.979.246	(2.233.680)	3.312	298.496	(90.264)	5.277.742	(2.323.944)
Entre 181 y 210 días	19.954	5.143.574	(2.046.355)	3.011	286.356	(77.431)	5.429.930	(2.123.786)
Entre 211 y 250 días	25.007	5.354.418	(2.653.685)	4.539	328.287	(167.698)	5.682.705	(2.821.383)
Más de 250 días	614.866	78.979.008	(64.001.079)	125.142	19.962.326	(16.107.038)	98.941.334	(80.108.117)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.410.775</b>	<b>193.715.889</b>	<b>(79.700.612)</b>	<b>166.452</b>	<b>24.016.976</b>	<b>(17.226.952)</b>	<b>217.732.865</b>	<b>(96.927.564)</b>
<b>Total</b>	<b>1.956.306</b>	<b>453.121.750</b>	<b>(80.623.582)</b>	<b>445.673</b>	<b>39.698.931</b>	<b>(19.675.984)</b>	<b>492.820.681</b>	<b>(100.299.566)</b>

31-12-2019								
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)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.412	99.186.003	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	120.454.988	(2.383.854)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>534.412</b>	<b>275.405.317</b>	<b>(696.579)</b>	<b>271.760</b>	<b>21.268.985</b>	<b>(1.687.275)</b>	<b>296.674.302</b>	<b>(2.383.854)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	473.573	57.930.481	(1.492.151)	11.502	1.264.359	(582.609)	59.194.840	(2.074.760)
Entre 31 y 60 días	98.103	17.271.238	(2.574.028)	5.487	719.748	(384.299)	17.990.986	(2.958.327)
Entre 61 y 90 días	66.849	12.070.603	(2.403.980)	4.547	395.075	(332.105)	12.465.678	(2.736.085)
Entre 91 y 120 días	37.981	8.344.730	(2.160.955)	4.287	333.938	(275.816)	8.678.668	(2.436.771)
Entre 121 y 150 días	38.826	5.822.776	(1.931.000)	3.878	253.662	(221.393)	6.076.438	(2.152.393)
Entre 151 y 180 días	21.706	5.222.845	(2.930.940)	3.233	301.439	(309.238)	5.524.284	(3.240.178)
Entre 181 y 210 días	19.529	4.741.409	(2.111.880)	2.937	379.764	(218.214)	5.121.173	(2.330.094)
Entre 211 y 250 días	24.428	4.321.402	(2.208.155)	4.421	343.112	(179.719)	4.664.514	(2.387.874)
Más de 250 días	598.965	75.103.583	(59.346.276)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.573.877	(73.531.026)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.379.960</b>	<b>190.829.067</b>	<b>(77.159.365)</b>	<b>161.982</b>	<b>19.461.391</b>	<b>(16.688.143)</b>	<b>210.290.458</b>	<b>(93.847.508)</b>
<b>Total</b>	<b>1.914.372</b>	<b>466.234.384</b>	<b>(77.855.944)</b>	<b>433.742</b>	<b>40.730.376</b>	<b>(18.375.418)</b>	<b>506.964.760</b>	<b>(96.231.362)</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.

31-03-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	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)		170.699.252					170.699.252	0
Por vencer. (2)	545.345	87.839.746	(922.970)	279.221	15.681.955	(2.449.032)	103.521.701	(3.372.002)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>545.345</b>	<b>258.538.998</b>	<b>(922.970)</b>	<b>279.221</b>	<b>15.681.955</b>	<b>(2.449.032)</b>	<b>274.220.953</b>	<b>(3.372.002)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	482.531	53.616.467	(1.630.157)	11.781	1.318.717	(274.340)	54.935.184	(1.904.497)
Entre 31 y 60 días	100.482	20.308.259	(2.281.174)	5.630	654.552	(134.544)	20.962.811	(2.415.718)
Entre 61 y 90 días	67.669	10.866.247	(1.780.125)	4.661	471.362	(137.215)	11.337.609	(1.917.340)
Entre 91 y 120 días	38.663	8.384.031	(1.591.702)	4.397	395.408	(105.587)	8.779.439	(1.697.289)
Entre 121 y 150 días	39.408	5.427.850	(1.482.655)	3.979	301.472	(132.835)	5.729.322	(1.615.490)
Entre 151 y 180 días	22.169	4.917.095	(2.219.333)	3.312	298.496	(90.264)	5.215.591	(2.309.597)
Entre 181 y 210 días	19.947	5.137.145	(2.039.926)	3.011	286.356	(77.431)	5.423.501	(2.117.357)
Entre 211 y 250 días	25.007	5.354.418	(2.653.685)	4.539	328.287	(167.698)	5.682.705	(2.821.383)
Más de 250 días	614.802	78.883.584	(63.905.655)	125.142	19.962.326	(16.107.038)	98.845.910	(80.012.693)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.410.678</b>	<b>192.895.096</b>	<b>(79.584.412)</b>	<b>166.452</b>	<b>24.016.976</b>	<b>(17.226.952)</b>	<b>216.912.072</b>	<b>(96.811.364)</b>
<b>Total</b>	<b>1.956.023</b>	<b>451.434.094</b>	<b>(80.507.382)</b>	<b>445.673</b>	<b>39.698.931</b>	<b>(19.675.984)</b>	<b>491.133.025</b>	<b>(100.183.366)</b>

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	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)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.164	97.784.458	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	119.053.443	(2.383.854)
<b>Sub total por vencer</b>	<b>534.164</b>	<b>274.003.772</b>	<b>(696.579)</b>	<b>271.760</b>	<b>21.268.985</b>	<b>(1.687.275)</b>	<b>295.272.757</b>	<b>(2.383.854)</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	473.531	57.646.507	(1.492.151)	11.502	1.264.359	(582.609)	58.910.866	(2.074.760)
Entre 31 y 60 días	98.094	17.100.689	(2.574.028)	5.487	719.748	(384.299)	17.820.437	(2.958.327)
Entre 61 y 90 días	66.844	12.042.666	(2.403.980)	4.547	395.075	(332.105)	12.437.741	(2.736.085)
Entre 91 y 120 días	37.968	8.294.779	(2.160.955)	4.287	333.938	(275.816)	8.628.717	(2.436.771)
Entre 121 y 150 días	38.815	5.816.700	(1.931.000)	3.878	253.662	(221.393)	6.070.362	(2.152.393)
Entre 151 y 180 días	21.703	5.218.019	(2.930.940)	3.233	301.439	(309.238)	5.519.458	(3.240.178)
Entre 181 y 210 días	19.529	4.741.409	(2.111.880)	2.937	379.764	(218.214)	5.121.173	(2.330.094)
Entre 211 y 250 días	24.428	4.321.402	(2.208.155)	4.421	343.112	(179.719)	4.664.514	(2.387.874)
Más de 250 días	598.890	75.008.159	(59.250.852)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.478.453	(73.435.602)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>1.379.802</b>	<b>190.190.330</b>	<b>(77.063.941)</b>	<b>161.982</b>	<b>19.461.391</b>	<b>(16.688.143)</b>	<b>209.651.721</b>	<b>(93.752.084)</b>
<b>Total</b>	<b>1.913.966</b>	<b>464.194.102</b>	<b>(77.760.520)</b>	<b>433.742</b>	<b>40.730.376</b>	<b>(18.375.418)</b>	<b>504.924.478</b>	<b>(96.135.938)</b>



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

31-03-2020								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	186	866.863					866.863	0
<b>Sub total por vencer</b>	<b>186</b>	<b>866.863</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>866.863</b>	<b>0</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	8	60.367					60.367	0
Entre 31 y 60 días	5	334.712					334.712	0
Entre 61 y 90 días	4	242.699					242.699	0
Entre 91 y 120 días	1						0	0
Entre 121 y 150 días	2	19.011					19.011	0
Entre 151 y 180 días	6	62.151	(14.347)				62.151	(14.347)
Entre 181 y 210 días	7	6.429	(6.429)				6.429	(6.429)
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	64	95.424	(95.424)				95.424	(95.424)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>97</b>	<b>820.793</b>	<b>(116.200)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>820.793</b>	<b>(116.200)</b>
<b>Total</b>	<b>283</b>	<b>1.687.656</b>	<b>(116.200)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.687.656</b>	<b>(116.200)</b>

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
<b>Por vencer</b>								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	248	1.401.545					1.401.545	0
<b>Sub total por vencer</b>	<b>248</b>	<b>1.401.545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.401.545</b>	<b>0</b>
<b>Vencidos (3)</b>								
Entre 1 y 30 días	42	283.974					283.974	0
Entre 31 y 60 días	9	170.549					170.549	0
Entre 61 y 90 días	5	27.937					27.937	0
Entre 91 y 120 días	13	49.951					49.951	0
Entre 121 y 150 días	11	6.076					6.076	0
Entre 151 y 180 días	3	4.826					4.826	0
Entre 181 y 210 días							0	0
Entre 211 y 250 días							0	0
Más de 250 días	75	95.424	(95.424)				95.424	(95.424)
<b>Sub total vencidos</b>	<b>158</b>	<b>638.737</b>	<b>(95.424)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>638.737</b>	<b>(95.424)</b>
<b>Total</b>	<b>406</b>	<b>2.040.282</b>	<b>(95.424)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.040.282</b>	<b>(95.424)</b>

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

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

31-03-2020				
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.	19.096	970.208	6.871	26.660.802
<b>Total</b>	<b>19.096</b>	<b>970.208</b>	<b>6.871</b>	<b>26.660.802</b>

31-12-2019				
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.	19.307	2.496.851	7.022	25.480.053
<b>Total</b>	<b>19.307</b>	<b>2.496.851</b>	<b>7.022</b>	<b>25.480.053</b>

#### 8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de marzo de 2020 y 2019 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	5.245.676	3.628.409
Provisión cartera repactada	2.923.523	1.668
<b>Total</b>	<b>8.169.199</b>	<b>3.630.077</b>

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

El número y monto de operaciones al 31 de marzo de 2020 y 2019 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2020 31-03-2020
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	9.143.861	440.949.951
Ventas de energía eléctrica Argentina	901.020	34.579.028
Ventas de servicios	408	2.294.923
<b>Total</b>	<b>10.045.289</b>	<b>477.823.902</b>

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2019 31-03-2019
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	8.901.424	415.730.812
Ventas de energía eléctrica Argentina	898.052	25.526.495
Ventas de servicios	1.461	8.097.995
<b>Total</b>	<b>9.800.937</b>	<b>449.355.302</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. Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

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

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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	
							31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
5.279.887-6	Jorge Jordan Franulic	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 90 días	Director común	CL\$		17.713		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A. Agencia en Chile	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	190.749	173.684		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	11.550	49.873		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	104.448	91.947		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	2.288			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	836.179	328.847		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	349.843	686.576		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	978.732	1.663.093		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	174.194	441		
<b>TOTALES</b>							<b>2.647.983</b>	<b>3.012.174</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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	
							31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$	3.628	3.628		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$	7.256	7.256		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacionales S.A., Agencia en Chile	Chile	Dividendo mínimo por pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	17.608.644	17.608.644		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.718.299		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	876.354	844.807		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.378		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	24.917	22.173		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		23.614.581		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.551.387	2.140.186		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.350.930	701.432		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	4.481	8		
<b>TOTALES</b>							<b>22.427.597</b>	<b>47.663.392</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2020 31-03-2020		01-01-2019 31-03-2019	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	206.398	(206.398)	1.481	(1.481)
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			300	300
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	606	606	535	535
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	30.470	(30.470)	3.313	(3.313)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	1.843.006	(1.843.006)	811.489	(811.489)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	576	576	186	186
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	3.317	(3.317)	43	(43)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			543	543
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	78.078	78.078	60.444	60.444
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	7.992	7.992	25.292	25.292
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	25.163	25.163	6.334	6.334
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			5.730	5.730
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	4.407	4.407	2.409	2.409
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$			68	68
76.454.943-3	Parque Eólico Vientos del Pacífico Spa	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			165	165
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			126	126
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	1.980	1.980	546	546
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	6.831	6.831		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	104.273	(104.273)	3.884	(3.884)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$			506	506
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio apoyo construcción y cierre de obra	CL \$	495.672			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$	1.557.167	(1.557.167)		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	1.694	1.694		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	1.147	(1.147)		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	74.933	74.933	17.527	17.527
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	102.053	102.053		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	7.962	7.962	45.534	45.534
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	129.706	(129.706)	63.202	(63.202)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$			28.551	28.551
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	10.637	10.637	9	9
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			39	39

## 9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

Con fecha de 17 de abril de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas la cuarta materia a tratar fue la elección de Directorio. En dicha junta fueron elegidos como Directores de la Sociedad por un periodo de tres años las siguientes personas:

Antonio Gallart Gabás  
Carlos J. Alvarez Fernández  
Luis Zarauza Quiros  
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre  
María del Valle Higuera Rabadan

En Sesión de Directorio de fecha 30 de abril de 2019 se designó como Presidente del Directorio de la Sociedad al director señor Antonio Gallart Gabás y como Vicepresidente al director señor Carlos J. Alvarez Fernández.

### 9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente	9.784	11.385
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	6.522	4.111
Luis Zarauza Quiros	Director	6.522	5.692
María del Valle Higuera Rabadan	Director		4.111
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director		4.111
<b>Totales</b>		<b>22.828</b>	<b>29.410</b>

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 35.401 al 31 de marzo de 2020 y M\$ 24.354 al 31 de marzo de 2019.

### 9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 1.910.387 al 31 de marzo de 2020 (M\$ 2.311.488 al 31 de marzo de 2019).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 745.746 al 31 de marzo de 2020 (M\$ 379.949 al 31 de marzo de 2019).

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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Materias primas.	2.407.242	2.363.832		
Productos en proceso.	224.171	283.710		
Mercaderías para la venta.	1.593.998	1.947.761		
Suministros para la producción.	3.573.270	2.931.577		
Suministros para mantención.	302.961	295.782		
Mercaderías en tránsito.	554.958	349.726		
Provisión de deterioro.	(581.965)	(574.739)		
<b>Total</b>	<b>8.074.635</b>	<b>7.597.649</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

### 10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(7.226)	(5.274)
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.527.841	619.148

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 al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Activos por impuestos</b>				
Pagos provisionales mensuales.	43.403.530	38.059.795		
Rebajas al impuesto.	25.000	25.000		
Créditos al impuesto.	394.559	394.631		
<b>Subtotal activos por impuestos</b>	<b>43.823.089</b>	<b>38.479.426</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Pasivos por impuestos</b>				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(12.571.862)	(11.031.227)		
<b>Subtotal pasivos por impuestos</b>	<b>(12.571.862)</b>	<b>(11.031.227)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total activos (pasivos) por impuestos</b>	<b>31.251.227</b>	<b>27.448.199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>



**12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.**

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Gastos pagados por anticipado.	8.622.594	7.308.724		
Boletas en garantía.	28.290	28.264		
Otros activos	338.941	333.531	8.280	8.280
<b>Total</b>	<b>8.989.825</b>	<b>7.670.519</b>	<b>8.280</b>	<b>8.280</b>

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

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de marzo de 2020.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-03-2020 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	29.316.552		337.805	(22.032)	2.685.792		32.318.117
<b>Total</b>	<b>29.316.552</b>	<b>0</b>	<b>337.805</b>	<b>(22.032)</b>	<b>2.685.792</b>	<b>0</b>	<b>32.318.117</b>

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552
<b>Total</b>	<b>9.782.703</b>	<b>27.999.200</b>	<b>5.334.075</b>	<b>(2.326.520)</b>	<b>(3.985.988)</b>	<b>(7.486.918)</b>	<b>29.316.552</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 marzo de 2020.

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 01-01-2020 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-03-2020 M\$
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	25.662.605		339.486		2.421.238		28.423.329
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	1.372.054		18.268	(22.032)	142.227		1.510.517
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	2.281.893		(19.949)		122.327		2.384.271
<b>Total</b>					<b>29.316.552</b>	<b>0</b>	<b>337.805</b>	<b>(22.032)</b>	<b>2.685.792</b>	<b>0</b>	<b>32.318.117</b>

Al 31 de diciembre de 2019. (\*)

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 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta de Inversión M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	6.637.229		994.224	(1.551.180)	(619.299)	(5.460.974)	0
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	2.749.836		140.498	(734.175)	(398.332)	(1.757.827)	0
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	0,00000%	0,00000%	395.638		(21.274)	(41.165)	(65.082)	(268.117)	0
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		24.604.297	3.703.825		(2.645.517)		25.662.605
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%		1.329.962	191.635		(149.543)		1.372.054
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%		2.064.941	325.167		(108.215)		2.281.893
<b>Total</b>					<b>9.782.703</b>	<b>27.999.200</b>	<b>5.334.075</b>	<b>(2.326.520)</b>	<b>(3.985.988)</b>	<b>(7.486.918)</b>	<b>29.316.552</b>

(\*) Ver Nota 3.5.4. La participación en ganancia (pérdida) en las sociedades de control Conjunto Norelec S.A., Empresa Eléctrica de Tucumán S.A. y Compañía Eléctrica de Inversiones S.A. se ha presentado en el estado de resultados en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas". Al 31 de marzo de 2019 el monto asciende a M\$ 1.000.621.

13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 31 de marzo de 2020.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-03-2020													
		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\$
Gascart S.A.	50,00000%	1.509.079	47.273.290	<b>48.782.369</b>	113.184	22.569	<b>135.753</b>	<b>48.646.616</b>		678.973	<b>678.973</b>		<b>678.973</b>	<b>678.973</b>	
Gasnor S.A.	2,60000%	37.933.899	50.292.415	<b>88.226.314</b>	34.344.262	4.173.152	<b>38.517.414</b>	<b>49.708.900</b>	23.813.310	(23.110.708)	<b>702.602</b>		<b>702.602</b>	<b>702.602</b>	
Gasmarket S.A.	50,00000%	7.344.121	611.338	<b>7.955.459</b>	5.551.442		<b>5.551.442</b>	<b>2.404.017</b>	1.310.088	(1.349.988)	<b>(39.900)</b>		<b>(39.900)</b>	<b>(39.900)</b>	

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2019													
		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.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>		1.988.449	<b>1.988.449</b>		<b>1.988.449</b>	<b>1.988.449</b>	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	97.349.951	(94.845.680)	<b>2.504.271</b>		<b>2.504.271</b>	<b>2.504.271</b>	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>		(212.741)	<b>(212.741)</b>		<b>(212.741)</b>	<b>(212.741)</b>	
Gascart S.A.	50,00000%	665.886	40.345.887	<b>41.011.773</b>	16		<b>16</b>	<b>41.011.757</b>		16.726.213	<b>16.726.213</b>		<b>16.726.213</b>	<b>16.726.213</b>	
Gasnor S.A.	2,60000%	40.096.007	40.441.116	<b>80.537.123</b>	37.719.755	52.889	<b>37.772.644</b>	<b>42.764.479</b>	66.164.481	(47.545.805)	<b>18.618.676</b>		<b>18.618.676</b>	<b>18.618.676</b>	
Gasmarket S.A.	50,00000%	9.192.360	385.707	<b>9.578.067</b>	7.812.710		<b>7.812.710</b>	<b>1.765.357</b>	4.453.467	(3.771.303)	<b>682.164</b>		<b>682.164</b>	<b>682.164</b>	

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

Al 31 de marzo de 2020.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-03-2020						
	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\$
Gascart S.A.	118				97.104		689.257
Gasnor S.A.	1.189.330	523.528	23.838		1.046.660		42.987
Gasmarket S.A.	71.561				292.211		163.818

Al 31 de diciembre de 2019.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2019						
	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.					415.214		(98.007)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.				(277.559)	3.427.168	(8.442.256)	(4.244.526)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.					60.204		(13.822)
Gascart S.A.	332				102.229		16.783.536
Gasnor S.A.	(3.144)	1.223.834			1.374.555		5.350.575
Gasmarket S.A.	30.609				943.819		565.685

### 13.3.- Inversiones en subsidiarias.

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

Al 31 de marzo de 2020.

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	Venta Inversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2020								31-03-2020	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	61.627.247		889.331					59.622	62.576.200	
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	11.336.253		2.076.948		2.439.533				15.852.734	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.158.946		(148.934)					30.779	11.040.791	
<b>Total</b>					<b>84.122.446</b>	<b>0</b>	<b>2.817.345</b>	<b>0</b>	<b>2.439.533</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>90.401</b>	<b>89.469.725</b>	<b>0</b>

Al 31 de diciembre de 2019.

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	Venta Inversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2019								31-12-2019	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	60.065.185		3.555.774	(2.054.676)				60.964	61.627.247	(2.163)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(5.623.971)		(21.364.441)	(22.141)	38.346.806				11.336.253	(2)
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.827.714		(544.519)					(124.249)	11.158.946	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	31.770.292	208	(4.216.731)			(27.553.769)			0	
Transemel S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	45.671.235	8.000.000	3.692.390	(625.251)			(56.738.374)		0	
<b>Total</b>					<b>143.710.455</b>	<b>8.000.208</b>	<b>(18.877.527)</b>	<b>(2.702.068)</b>	<b>38.346.806</b>	<b>(27.553.769)</b>	<b>(56.738.374)</b>	<b>(63.285)</b>	<b>84.122.446</b>	<b>(2.165)</b>

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 31 de marzo de 2020.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-03-2020													
		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%	20.665.308	128.441.994	<b>149.107.302</b>	9.331.107	34.660.070	<b>43.991.177</b>	<b>105.116.125</b>	10.536.155	(6.854.568)	(2.083.285)	<b>1.598.302</b>	<b>890.270</b>	<b>1.706.609</b>	<b>949.956</b>
CGE Argentina S.A.	99,99164%	51.014.844	47.446.222	<b>98.461.066</b>	81.268.497	1.289.968	<b>82.558.465</b>	<b>15.902.601</b>	34.579.028	(23.151.522)	(9.315.866)	<b>2.111.640</b>	<b>2.077.122</b>	<b>4.552.015</b>	<b>4.516.866</b>
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.205.803	7.793.125	<b>14.998.928</b>	1.929.024	1.291.887	<b>3.220.911</b>	<b>11.778.017</b>	2.294.923	(1.973.273)	(489.559)	<b>(167.909)</b>	<b>(150.332)</b>	<b>(136.840)</b>	<b>(119.263)</b>

Al 31 de diciembre de 2019.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2019													
		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%	20.031.985	126.908.381	<b>146.940.366</b>	7.960.162	35.570.690	<b>43.530.852</b>	<b>103.409.514</b>	41.638.817	(27.075.882)	(8.112.781)	<b>6.450.154</b>	<b>3.559.532</b>	<b>6.560.896</b>	<b>3.620.560</b>
Transemel S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>			3.720.806	<b>3.720.806</b>	<b>3.720.806</b>	<b>3.720.806</b>	
CGE Argentina S.A.	99,99164%	38.404.012	42.530.279	<b>80.934.291</b>	68.285.392	1.298.313	<b>69.583.705</b>	<b>11.350.586</b>	104.218.646	(77.009.034)	(48.585.659)	<b>(21.376.047)</b>	<b>(21.366.228)</b>	<b>(23.543.805)</b>	<b>(23.524.601)</b>
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	7.714.488	7.854.398	<b>15.568.886</b>	1.935.178	1.718.851	<b>3.654.029</b>	<b>11.914.857</b>	8.916.954	(7.076.215)	(2.354.161)	<b>(513.422)</b>	<b>(549.699)</b>	<b>(638.839)</b>	<b>(675.116)</b>
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0,00000%			<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	16.086.854	(10.578.295)	(9.725.317)	<b>(4.216.758)</b>	<b>(4.216.758)</b>	<b>(4.216.758)</b>	<b>(4.216.758)</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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-03-2020		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	25.159.704	(11.862.943)	13.296.761
Otros activos intangibles identificables.	898.051.734	(37.059.330)	860.992.404
<b>Total</b>	<b>923.211.438</b>	<b>(48.922.273)</b>	<b>874.289.165</b>

Activos Intangibles	31-12-2019		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	64.029.650	(47.393.549)	16.636.101
Otros activos intangibles identificables.	853.241.878	709.143	853.951.021
<b>Total</b>	<b>917.271.528</b>	<b>(46.684.406)</b>	<b>870.587.122</b>

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 alcanza a M\$ 48.922.273 y M\$ 46.684.406 respectivamente, 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-03-2020			
	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 2020</b>	<b>0</b>	<b>16.636.101</b>	<b>853.951.021</b>	<b>870.587.122</b>
Adiciones por desarrollo interno.		934.125		934.125
Adiciones.			679.885	679.885
Amortización.		(995.272)	(1.168.926)	(2.164.198)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			782.483	782.483
Incrementos (disminuciones) por transferencias, activos intangibles distintas de la plusvalía			(230.939)	(230.939)
Otros incrementos (disminuciones).		(3.278.193)	6.978.880	3.700.687
<b>Cambios, total</b>	<b>0</b>	<b>(3.339.340)</b>	<b>7.041.383</b>	<b>3.702.043</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2020</b>	<b>0</b>	<b>13.296.761</b>	<b>860.992.404</b>	<b>874.289.165</b>

Movimientos en activos intangibles	31-12-2019			
	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 2019</b>	<b>12.235.284</b>	<b>10.518.052</b>	<b>872.464.031</b>	<b>895.217.367</b>
Adiciones por desarrollo interno.	1.260.019			1.260.019
Adiciones.		2.810.176	3.738.388	6.548.564
Desapropiaciones.			(15.984.961)	(15.984.961)
Amortización.		(5.393.183)	(2.631.361)	(8.024.544)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(3.706.494)	(3.706.494)
Otros incrementos (disminuciones).	(13.495.303)	8.701.056	71.418	(4.722.829)
<b>Cambios, total</b>	<b>(12.235.284)</b>	<b>6.118.049</b>	<b>(18.513.010)</b>	<b>(24.630.245)</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>0</b>	<b>16.636.101</b>	<b>853.951.021</b>	<b>870.587.122</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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al  31-03-2020	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	686.194.915	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	17.770.953	37
Servidumbres.	156.952.073	Indefinida
Servidumbres.	74.463	Definida
<b>Total</b>	<b>860.992.404</b>	

Detalle de otros activos identificables al  31-12-2019	Importe en libros de activo individual intangible significativo  M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	686.425.853	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	16.406.064	38
Servidumbres.	151.043.420	Indefinida
Servidumbres.	75.684	Definida
<b>Total</b>	<b>853.951.021</b>	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 31 de marzo de 2020 y 2019 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2020 31-03-2020		01-01-2019 31-03-2019	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	614	97.479	1.376	118.088
Gastos de administración.	994.658	1.071.447	2.166.257	2.309
<b>Total</b>	<b>995.272</b>	<b>1.168.926</b>	<b>2.167.633</b>	<b>120.397</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. Dicha concesión está establecida en la Provincia de San Juan. El plazo total de dicha concesión es de 60 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2019		Movimientos 2020		
					Saldo al 01-01-2019	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2019	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-03-2020
					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	(4.010.000)	12.849.000		12.849.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(2.273.597)	727.638	(1.545.959)	(76.804)	(1.622.763)
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>224.570.636</b>	<b>(3.282.362)</b>	<b>221.288.274</b>	<b>(76.804)</b>	<b>221.211.470</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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 el siguiente:

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

<b>Propiedades de inversión, modelo del valor razonable</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
<b>Saldo Inicial</b>	<b>8.402.041</b>	<b>9.831.059</b>
Adiciones, propiedades de inversión.		453.141
Retiros propiedades de inversión.		(41.167)
Desapropiaciones, propiedades de inversión.	(12.751)	(1.840.992)
<b>Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable</b>	<b>(12.751)</b>	<b>(1.429.018)</b>
<b>Total</b>	<b>8.389.290</b>	<b>8.402.041</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.

<b>Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.389.290	8.402.041
<b>Total</b>	<b>8.389.290</b>	<b>8.402.041</b>

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

<b>Ingresos y gastos de propiedades de inversión</b>	<b>01-01-2020 31-03-2020 M\$</b>	<b>01-01-2019 31-03-2019 M\$</b>
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	298.887	274.505

## 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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>133.656.489</b>	<b>125.123.545</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>84.486.176</b>	<b>84.486.176</b>
<b>Edificios.</b>	<b>34.120.981</b>	<b>34.455.769</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>1.595.450.522</b>	<b>1.594.069.110</b>
Subestaciones de poder.	394.781.190	395.551.795
Líneas de transporte energía.	201.601.078	203.235.152
Subestaciones de distribución.	124.976.311	125.007.054
Líneas y redes de media y baja tensión.	821.051.244	816.606.217
Maquinas y equipos de generación.	25.909.749	26.847.851
Medidores.	27.130.950	26.821.041
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>8.229.852</b>	<b>8.593.794</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>53.249.994</b>	<b>53.010.077</b>
Equipos de comunicaciones.	622.174	664.100
Herramientas.	8.574.582	7.630.509
Muebles y útiles.	1.145.456	1.241.911
Instalaciones y accesorios diversos.	42.907.782	43.473.557
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>3.578.774</b>	<b>4.031.709</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>2.459.073</b>	<b>2.459.073</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos. (*)</b>	<b>8.078.517</b>	<b>8.566.289</b>
<b>Repuestos</b>	<b>19.894.232</b>	<b>19.901.844</b>
<b>Total</b>	<b>1.943.204.610</b>	<b>1.934.697.386</b>

(\*) En este ítem se incluye derechos de uso derivados de la adopción de NIIF 16. Detalle de valor, bruto, depreciación acumulada y valor neto en Nota 25.2

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

<b>Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>133.656.489</b>	<b>125.123.545</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>84.486.176</b>	<b>84.486.176</b>
<b>Edificios.</b>	<b>59.167.684</b>	<b>59.167.684</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>2.213.953.900</b>	<b>2.197.142.922</b>
Subestaciones de poder.	523.064.435	519.670.889
Líneas de transporte energía.	272.927.963	272.405.822
Subestaciones de distribución.	172.110.258	170.940.369
Líneas y redes de media y baja tensión.	1.120.736.303	1.109.888.793
Maquinas y equipos de generación.	67.592.521	67.612.011
Medidores.	57.522.420	56.625.038
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>27.608.609</b>	<b>26.961.395</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>88.134.744</b>	<b>86.906.394</b>
Equipos de comunicaciones.	5.653.917	5.653.676
Herramientas.	22.200.903	20.983.805
Muebles y útiles.	8.347.406	8.336.515
Instalaciones y accesorios diversos.	51.932.518	51.932.398
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>11.157.819</b>	<b>11.465.047</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>5.813.516</b>	<b>5.813.516</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>12.407.848</b>	<b>12.154.992</b>
<b>Repuestos</b>	<b>21.239.731</b>	<b>21.239.731</b>
<b>Total</b>	<b>2.657.626.516</b>	<b>2.630.461.402</b>

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

<b>Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos</b>	<b>31-03-2020 M\$</b>	<b>31-12-2019 M\$</b>
<b>Edificios.</b>	<b>25.046.703</b>	<b>24.711.915</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>618.503.378</b>	<b>603.073.812</b>
Subestaciones de poder.	128.283.245	124.119.094
Líneas de transporte energía.	71.326.885	69.170.670
Subestaciones de distribución.	47.133.947	45.933.315
Líneas y redes de media y baja tensión.	299.685.059	293.282.576
Maquinas y equipos de generación.	41.682.772	40.764.160
Medidores.	30.391.470	29.803.997
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>19.378.757</b>	<b>18.367.601</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>34.884.750</b>	<b>33.896.317</b>
Equipos de comunicaciones.	5.031.743	4.989.576
Herramientas.	13.626.321	13.353.296
Muebles y útiles.	7.201.950	7.094.604
Instalaciones y accesorios diversos.	9.024.736	8.458.841
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>7.579.045</b>	<b>7.433.338</b>
<b>Mejoras de bienes arrendados.</b>	<b>3.354.443</b>	<b>3.354.443</b>
<b>Otras propiedades, plantas y equipos.</b>	<b>4.329.331</b>	<b>3.588.703</b>
<b>Repuestos</b>	<b>1.345.499</b>	<b>1.337.887</b>
<b>Total</b>	<b>714.421.906</b>	<b>695.764.016</b>

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

Movimiento al 31 de marzo de 2020.

Movimiento año 2020		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 2020</b>		<b>125.123.545</b>	<b>84.486.176</b>	<b>34.455.769</b>	<b>1.594.069.110</b>	<b>8.593.794</b>	<b>53.010.077</b>	<b>4.031.709</b>	<b>2.459.073</b>	<b>8.566.289</b>	<b>19.901.844</b>	<b>1.934.697.386</b>
Cambios	Adiciones.	29.206.143			1.003.138	14.983	4.110			276.764		30.505.138
	Desapropiaciones						(18.938)	(166.888)				(185.826)
	Retiros.				(218.619)		(1.670)					(220.289)
	Gasto por depreciación.			(334.788)	(15.531.588)	(997.442)	(982.633)	(286.047)		(740.628)	(7.611)	(18.880.737)
	Otros incrementos (decrementos).	(20.673.199)			16.128.481	618.517	1.239.048			(23.908)	(1)	(2.711.062)
<b>Total cambios</b>	<b>8.532.944</b>	<b>0</b>	<b>(334.788)</b>	<b>1.381.412</b>	<b>(363.942)</b>	<b>239.917</b>	<b>(452.935)</b>	<b>0</b>	<b>(487.772)</b>	<b>(7.612)</b>	<b>8.507.224</b>	
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2020</b>		<b>133.656.489</b>	<b>84.486.176</b>	<b>34.120.981</b>	<b>1.595.450.522</b>	<b>8.229.852</b>	<b>53.249.994</b>	<b>3.578.774</b>	<b>2.459.073</b>	<b>8.078.517</b>	<b>19.894.232</b>	<b>1.943.204.610</b>

Movimiento al 31 de diciembre de 2019.

Movimiento año 2019		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 2019</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>
Cambios	Adiciones.	101.426.372		2.586	(6.151.100)	61.421	38.788	154.380		11.247.670	1.993.717	108.773.834
	Desapropiaciones	(1.767.941)	(2.314.828)	(1.045.304)	(515.682)		(108.136)	(191.494)				(5.943.385)
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	(13.810.641)	(840.755)	(281.995)	(45.504.840)	(23.679)	(226.097)	(2.500)		(331.344)	(89.740)	(61.111.591)
	Retiros.	(840.423)			(9.051.260)		(1.411.036)	(3.000)				(11.305.719)
	Gasto por depreciación.			(1.330.326)	(59.960.057)	(1.202.493)	(4.683.281)	(1.264.181)	(98.782)	(3.849.799)	(193.441)	(72.582.360)
	Otros incrementos (decrementos).	(325.225.961)	218.533	1.179.726	274.304.271	6.227.127	47.745.469	343.810	(30.378)	(25.983)	(1.322.029)	3.414.585
<b>Total cambios</b>	<b>(240.218.594)</b>	<b>(2.937.050)</b>	<b>(1.475.313)</b>	<b>153.121.332</b>	<b>5.062.376</b>	<b>41.355.707</b>	<b>(962.985)</b>	<b>(129.160)</b>	<b>7.040.544</b>	<b>388.507</b>	<b>(38.754.636)</b>	
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2019</b>		<b>125.123.545</b>	<b>84.486.176</b>	<b>34.455.769</b>	<b>1.594.069.110</b>	<b>8.593.794</b>	<b>53.010.077</b>	<b>4.031.709</b>	<b>2.459.073</b>	<b>8.566.289</b>	<b>19.901.844</b>	<b>1.934.697.386</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	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	220.289	11.305.719
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	29.206.143	101.426.372

#### 17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, 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 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.

El incremento por la revaluación en los activos durante el año 2018 fue de M\$ 161.798.223. El saldo neto al 31 de marzo de 2020 luego de su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 147.245.337.

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	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Terrenos.	58.146.121	58.146.121
Edificios.	35.685.489	36.006.579
Planta y equipos.	1.472.980.732	1.470.035.751
<b>Total</b>	<b>1.566.812.342</b>	<b>1.564.188.451</b>

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>148.822.604</b>	<b>158.696.216</b>
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(8.544)	(1.433.205)
Desapropiación de subsidiaria		(1.809.295)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(1.568.723)	(6.631.112)
<b>Movimiento del ejercicio</b>	<b>(1.577.267)</b>	<b>(9.873.612)</b>
<b>Total</b>	<b>147.245.337</b>	<b>148.822.604</b>

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-03-2020			31-12-2019		
	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.	84.486.176	58.146.121	26.340.055	84.486.176	58.146.121	26.340.055
Edificios.	34.120.981	35.685.489	(1.564.508)	34.455.769	36.006.579	(1.550.810)
Planta y equipos.	1.595.450.522	1.472.980.732	122.469.790	1.594.069.110	1.470.035.751	124.033.359
<b>Total</b>	<b>1.714.057.679</b>	<b>1.566.812.342</b>	<b>147.245.337</b>	<b>1.713.011.055</b>	<b>1.564.188.451</b>	<b>148.822.604</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	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcción en curso.	133.656.489	125.123.545
Equipamiento de tecnologías de la información.	8.229.852	8.593.794
Instalaciones fijas y accesorios.	53.249.994	53.010.077
Vehículos de motor.	3.578.774	4.031.709
Otras propiedades, planta y equipos.	10.537.590	11.025.362
Repuestos	19.894.232	19.901.844
<b>Total</b>	<b>229.146.931</b>	<b>221.686.331</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 2019 fue de un 8,65%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en el rubro propiedad, planta y equipos, en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2019. Al 31 de marzo de 2020 no existen indicios de deterioro.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de marzo de 2020 y 2019 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2020 31-03-2020				
	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			(8.490.978)		(8.490.978)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			321.779		321.779

  

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2019 31-03-2019				
	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			(3.796.727)		(3.796.727)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			166.650		166.650

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de marzo de 2020 y 2019, 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	01-01-2020 31-03-2020			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(8.046.597)	(423.605)	(20.776)	(8.490.978)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		321.779		321.779

  

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2019 31-03-2019			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(3.480.219)	(316.508)		(3.796.727)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		162.223	4.427	166.650

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-03-2020		31-12-2019	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	221.211.470	221.211.470	221.288.274	221.288.274
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	843.146.988	843.146.988	837.469.273	837.469.273

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a intangibles.	1.273.954	1.126.357
Relativos a ingresos anticipados	9.438.445	9.275.707
Relativos a provisiones.	4.197.951	6.540.148
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	8.430.974	10.070.561
Relativos a pérdidas fiscales.	5.851.289	76.445
Relativos a cuentas por cobrar.	27.391.946	26.328.087
Relativos a los inventarios.	4.380.473	4.055.105
Relativos a contratos de leasing.	1.977.435	2.015.741
Concesiones IFRIC 12	920.358	798.104
Relativos a otros.	802.745	370.301
<b>Total</b>	<b>64.665.570</b>	<b>60.656.556</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	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	83.630.174	78.543.765
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	42.080.956	42.581.210
Relativos a intangibles.	121.219.963	122.151.023
Relativos a acumulaciones (o devengos).	631.402	711.917
Relativos a cuentas por cobrar.	585.079	408.944
Relativos a contratos de leasing.	575.545	596.862
Relativos a otros.	21.832	24.115
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
<b>Total</b>	<b>248.991.223</b>	<b>245.264.108</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 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>60.656.556</b>	<b>69.786.684</b>
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	3.925.250	(8.455.683)
Venta de inversiones en subsidiarias.		(148.021)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	83.764	(526.424)
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>4.009.014</b>	<b>(9.130.128)</b>
<b>Total</b>	<b>64.665.570</b>	<b>60.656.556</b>

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>245.264.108</b>	<b>219.249.445</b>
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	3.786.845	32.297.394
Venta de inversiones en subsidiarias.		(6.847.270)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	(59.730)	564.539
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>3.727.115</b>	<b>26.014.663</b>
<b>Total</b>	<b>248.991.223</b>	<b>245.264.108</b>

Con fecha 31 de julio de 2019 fue fusionada la Sociedad de Computación Binaria 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 Sociedad de Computación Binaria S.A. con la inversión que mantenía Compañía General de Electricidad S.A. a la fecha fusión por un monto de M\$ 5.997.604, 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	31-03-2020			31-12-2019		
	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.	64.665.570	(62.245.592)	2.419.978	60.656.556	(58.900.350)	1.756.206
Pasivos por impuestos diferidos.	(248.991.223)	62.245.592	(186.745.631)	(245.264.108)	58.900.350	(186.363.758)
<b>Total</b>	<b>(184.325.653)</b>	<b>0</b>	<b>(184.325.653)</b>	<b>(184.607.552)</b>	<b>0</b>	<b>(184.607.552)</b>

**20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.**

El detalle de este rubro para los cierres al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

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

Pasivos financieros	Moneda	31-03-2020		31-12-2019	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	272.927.370	641.702.627	105.186.145	542.623.599
Préstamos bancarios.	AR \$	10.616.040	91.457	5.866.577	577.127
<b>Total préstamos bancarios</b>		<b>283.543.410</b>	<b>641.794.084</b>	<b>111.052.722</b>	<b>543.200.726</b>
<b>Obligaciones con el público (bonos)</b>	<b>UF</b>	<b>12.444.591</b>	<b>569.626.177</b>	<b>14.992.374</b>	<b>568.283.667</b>
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.909.400		1.989.786	
<b>Pasivos de cobertura</b>		<b>1.909.400</b>	<b>0</b>	<b>1.989.786</b>	<b>0</b>
<b>Total</b>		<b>297.897.401</b>	<b>1.211.420.261</b>	<b>128.034.882</b>	<b>1.111.484.393</b>

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

## 20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de marzo de 2020.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes							
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes		
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-03-2020	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	31-03-2020		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	2,28%	2,28%	Sin Garantía	32.261.223					32.261.223							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	2,32%	2,32%	Sin Garantía	37.575.766					37.575.766							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Mensual	2,32%	2,32%	Sin Garantía	9.100.293					9.100.293							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Mensual	2,30%	2,30%	Sin Garantía	7.028.804					7.028.804							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Mensual	2,29%	2,29%	Sin Garantía	13.471.748					13.471.748							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Mensual	2,30%	2,30%	Sin Garantía	8.838.369					8.838.369							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	2,82%	2,79%	Sin Garantía		244.125				244.125	49.965.393						49.965.393
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al Vencimiento	2,52%	2,49%	Sin Garantía		25.108.938				25.108.938							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,33%	5,30%	Sin Garantía		77.292				77.292	15.000.000						15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	5,01%	4,98%	Sin Garantía		260.067				260.067	20.000.000						20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	3,86%	3,83%	Sin Garantía	825.576					825.576	22.234.914						22.234.914
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,69%	5,66%	Sin Garantía			538.486			538.486	24.984.751						24.984.751
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	5,88%	5,85%	Sin Garantía			333.938			333.938				14.989.133			14.989.133
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,93%	4,90%	Sin Garantía			213.644			213.644	22.425.095						22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	2,44%	2,41%	Sin Garantía			12.432			12.432	30.950.084						30.950.084
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,03%	5,00%	Sin Garantía		197.476				197.476	10.771.424						10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	5,48%	5,45%	Sin Garantía			121.111			121.111	24.986.555						24.986.555
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,56%	4,53%	Sin Garantía			85.567			85.567	20.000.000						20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	3,23%	3,20%	Sin Garantía			33.392			33.392				19.771.776			19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,69%	5,66%	Sin Garantía		538.486				538.486			24.983.063				24.983.063
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	5,88%	5,85%	Sin Garantía		222.625				222.625			9.992.609				9.992.609
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,93%	4,90%	Sin Garantía			75.832			75.832	8.843.357						8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,33%	4,30%	Sin Garantía			8.917.086			8.917.086							8.917.086
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	4,48%	4,45%	Sin Garantía			12.914.758			12.914.758							12.914.758
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,18%	4,15%	Sin Garantía			4.016.139			4.016.139							4.016.139
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,41%	4,38%	Sin Garantía		20.347.967				20.347.967							20.347.967
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,97%	4,95%	Sin Garantía			72.675			72.675		8.003.574					8.003.574
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,97%	4,95%	Sin Garantía			76.398			76.398		8.819.438					8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,78%	4,76%	Sin Garantía			583.100			583.100	44.799.148						44.799.148
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,93%	2,91%	Sin Garantía			356.475			356.475	44.767.327						44.767.327
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,61%	2,59%	Sin Garantía			36.055			36.055	22.779.676						22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	2,47%	2,44%	Sin Garantía			143.350			143.350	15.000.000						15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	2,57%	2,54%	Sin Garantía			76.906			76.906	10.000.000						10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,52%	2,49%	Sin Garantía			35.315			35.315	7.620.594						7.620.594
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	2,70%	2,67%	Sin Garantía		186.900				186.900	20.000.000						20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	3,93%	3,90%	Sin Garantía			169.940			169.940			17.238.242				17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	3,05%	3,02%	Sin Garantía		182.039				182.039	17.375.839						17.375.839
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia en Chile	CL \$	Al Vencimiento	2,87%	2,84%	Sin Garantía			122.278			122.278							122.278
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,34%	2,31%	Sin Garantía			20.854			20.854	24.803.561		12.411.315				24.803.561
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	4,32%	4,29%	Sin Garantía			18.590			18.590	11.905.709						11.905.709
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al Vencimiento	4,32%	4,29%	Sin Garantía			8.012.393			8.012.393							8.012.393
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	6,56%	6,53%	Sin Garantía			20.047.161			20.047.161							20.047.161
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al Vencimiento	6,55%	6,53%	Sin Garantía			20.047.161			20.047.161							20.047.161
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	4,58%	4,56%	Sin Garantía			34.960			34.960	22.819.019						22.819.019
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,42%	3,40%	Sin Garantía			20.022.667			20.022.667							20.022.667
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,42%	3,40%	Sin Garantía			17.019.267			17.019.267							17.019.267
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,03%	5,01%	Sin Garantía			16.700			16.700	14.231.309						14.231.309
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	2,41%	2,41%	Sin Garantía		8.042				8.042			1.623.289				1.623.289
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía			4.336			4.336	1.263.609						1.263.609
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía		21.812				21.812	985.038						985.038
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	2,55%	2,55%	Sin Garantía			13.896			13.896			2.233.678				2.233.678
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,32%	4,32%	Sin Garantía			2.236.960			2.236.960							2.236.960
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	58,00%	58,00%	Sin Garantía		11.791	458.312	1.374.935		1.845.038							1.845.038
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan S.A.	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía		647	8.752	26.257		35.656							35.656
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	45,52%	45,52%	Sin Garantía		3.358	13.255	39.766		56.379	7.544						7.544
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	42,62%	42,62%	Sin Garantía		3.087	21.801	65.403		90.291	10.691						10.691
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	51,50%	51,50%	Sin Garantía		53.732	248.881	746.043		1.048.456	73.222						73.222
Argentina		Energía San Juan S.A.	Sindicado VII	AR \$	Mensual	59,79%	59,79%	Sin Garantía		54.997	289.426	868.277		1.212.700							1.212.700
Argentina		Energía San Juan S.A.	Sindicado VII	AR \$	Mensual	57,75%	57,75%	Sin Garantía		57.868	457.185	1.371.554		1.886.606							1.886.606
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Indeterminado	45,00%	45,00%	Sin Garantía		457.342				457.342							457.342
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Indeterminado	44,00%	44,00%	Sin Garantía		200.691				200.691							200.691
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Indeterminado	50,00%	50,00%	Sin Garantía		525.717				525.717							525.717
Argentina		Energía San Juan S.A.	Macro	AR \$	Indeterminado	44,00%	44,00%	Sin Garantía		583.403				583.403							583.403
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR \$	Indeterminado	45,00%	45,00%	Sin Garantía		1.846.272				1.846.272							1.846.272
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Indeterminado	68,00%	68,00%	Sin Garantía		827.489				827.489							827.489
Chile		Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual									0	2.808.670	2.808.670	2.808.670	2.808.670	1.889.428		13.124.108
Totales											113.542.693	207.292	25.595.547	144.197.879	283.543.410	216.528.307	259.407.015	99.168.904	64.800.430	1.889.428	641.794.084



Saldos al 31 de diciembre de 2019.

País	RUT Empresa Deudora	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes							
									Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes		
									Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2019	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	31-12-2019		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	51.729					51.729							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	2,88%	2,88%	Sin Garantía	1.646					1.646							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	22.346					22.346							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Mensual	2,16%	2,16%	Sin Garantía	856					856							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Mensual	2,40%	2,40%	Sin Garantía	9.718					9.718							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Mensual	2,28%	2,28%	Sin Garantía	15.415					15.415							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Mensual	2,28%	2,28%	Sin Garantía	230					230							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	2,93%	2,81%	Sin Garantía		608.833		50.000.000		50.608.833							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,02%	2,90%	Sin Garantía	314.167			25.000.000		25.314.167							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía			282.667			282.667	15.000.000						15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía				8.300		8.300			20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	3,45%	3,83%	Sin Garantía				610.311		610.311	22.234.914						22.234.914
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía				180.806		180.806	25.000.000						25.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				112.125		112.125				14.923.072			14.923.072
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía	497.485					497.485			22.425.095				22.425.095
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	2,39%	2,41%	Sin Garantía			200.978			200.978							30.950.084
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				61.337		61.337	10.771.424						10.771.424
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía				476.875		476.875				24.985.575			24.985.575
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				319.617		319.617	20.000.000						20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía				193.324		193.324				19.771.776			19.771.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía				180.806		180.806			24.981.002				24.981.002
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía				74.750		74.750				9.992.227			9.992.227
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía	187.774					187.774				8.843.357			8.843.357
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía	169.062					169.062	8.846.291						8.846.291
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin Garantía	253.327					253.327	12.808.677						12.808.677
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía			59.022			59.022	4.000.000						4.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,56%	4,38%	Sin Garantía				20.126.531		20.126.531							0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía	175.082					175.082			8.008.307				8.008.307
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía	189.177					189.177			8.819.438				8.819.438
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	5,05%	4,76%	Sin Garantía				41.650		41.650			44.776.776				44.776.776
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,49%	3,27%	Sin Garantía				28.613		28.613			44.749.429				44.749.429
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,36%	2,43%	Sin Garantía				173.752		173.752	22.779.676						22.779.676
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,75%	2,44%	Sin Garantía				50.833		50.833	15.000.000						15.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,82%	2,54%	Sin Garantía				12.700		12.700	10.000.000						10.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,77%	2,87%	Sin Garantía	97.205					97.205			7.620.594				7.620.594
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,64%	2,67%	Sin Garantía				51.917		51.917			20.000.000				20.000.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía	343.616					343.616				17.238.242			17.238.242
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	2,94%	2,94%	Sin Garantía				47.163		47.163			17.364.215				17.364.215
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construcción Bank Agencia en	CL \$	Al vencimiento	2,76%	2,76%	Sin Garantía				31.625		31.625			12.403.011				12.403.011
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,32%	4,32%	Sin Garantía			1.645.277			1.645.277							0
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,20%	3,20%	Sin Garantía				17.943		17.943	1.263.610						1.263.610
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,21%	3,21%	Sin Garantía				10.906		10.906	985.038						985.038
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía	35.713					35.713			2.233.678				2.233.678
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía				2.212.936		2.212.936							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	70,00%	70,00%	Sin Garantía	11.254	152.135				456.406							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía	1.196	16.170				65.874							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	56,67%	56,67%	Sin Garantía	1.350	12.324				50.647	17.611						17.611
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	60,74%	60,74%	Sin Garantía	4.552	20.063				84.802	24.960						24.960
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	79,09%	79,09%	Sin Garantía	97.813	226.276				678.827	279.556						279.556
Argentina		Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	AR \$	Mensual	80,71%	80,71%	Sin Garantía	87.212	276.250				1.192.212	255.000						255.000
Argentina		Energía San Juan S.A.	SINDICADO VII	AR \$	Mensual	85,13%	85,13%	Sin Garantía	108.566	581.828				2.435.876							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	PATAGONIA	AR \$	Indeterminado	54,00%	54,00%	Sin Garantía	414.455					414.455							0
Chile		Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual									0	2.808.773	2.808.773	2.808.773	2.808.773	2.808.773	2.612.999	13.848.091
Totales									516.395	4.828.661	3.009.224	102.698.442	111.052.722	161.304.106	173.909.557	140.639.974	64.734.090	2.612.999	543.200.726		

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

Saldos al 31 de marzo de 2020.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-03-2020	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-03-2020
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	A partir del 02-2024		993.235	993.235				26.056.525	117.254.361	13.028.262	156.339.148
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento		145.694	145.694					14.096.295		14.096.295
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	748.936		748.936						56.886.582	56.886.582
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		9.353.734	9.353.734	8.667.284	8.667.284	8.667.284	8.667.284	43.336.424	8.667.284	86.672.844
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		23.708	23.708						113.770.508	113.770.508
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023	369.975		369.975			19.246.160	19.246.160	18.114.033		56.606.353
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035	809.309		809.309						85.254.447	85.254.447
Totales										1.928.220	10.516.371	12.444.591	8.667.284	8.667.284	27.913.444	53.969.969	192.801.113	277.607.083	569.626.177

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2019	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2019
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	A partir del 02-2024	2.781.527		2.781.527				25.787.002	116.041.509	12.893.501	154.722.012
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	310.604		310.604					13.946.774		13.946.774
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		183.820	183.820						56.304.936	56.304.936
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	10.316.426		10.316.426	9.010.272	9.010.272	9.010.272	9.010.272	45.267.274	9.010.272	90.318.634
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032	1.103.356		1.103.356						112.608.731	112.608.731
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023		93.065	93.065			18.878.754	18.878.754	18.240.488		55.997.996
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035		203.576	203.576						84.384.584	84.384.584
Totales										14.511.913	480.461	14.992.374	9.010.272	9.010.272	27.889.026	53.676.028	193.496.045	275.202.024	568.283.667

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

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	123.997.054	116.119.598	199.730.282	144.334.598
Retenciones.	18.187.170	16.663.609		
Dividendos por pagar.	1.807.658	1.826.962		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	6.632.945	9.554.328		
Proveedores no energéticos.	75.824.178	71.710.139		
Proveedores de importación.	802.427	513.949		
Acreedores varios.	7.161.395	7.560.700		
Otros.	548.387	248.170	200.053	200.053
<b>Total</b>	<b>234.961.214</b>	<b>224.197.455</b>	<b>199.930.335</b>	<b>144.534.651</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 Semi Chile Spa, Tecnet S.A., Sociedad Comercial GMA Energía Ltda., Bureau Veritas Chile S.A., Sociedad de Montajes Eléctricos RCA Ltda. y Pine SpA.

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\$ 1.224.095.

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

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Vacaciones del personal.	4.874.224	5.901.292		
Bonificaciones de feriados	126.267	246.670		
Participación sobre resultados.	1.552.761	3.406.366		
Aguinaldos.	79.693			
<b>Total</b>	<b>6.632.945</b>	<b>9.554.328</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
	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$
Hasta 30 días	20.983.041	167.419.532	26.026.841	214.429.414
Entre 31 y 60 días	11.437.469	4.763	1.804.954	13.247.186
Entre 61 y 90 días			623.271	623.271
Entre 91 y 120 días			2.329	2.329
Entre 121 y 365 días			4.186.000	4.186.000
Más de 365 días		199.730.282	200.053	199.930.335
<b>Total</b>	<b>32.420.510</b>	<b>367.154.577</b>	<b>32.843.448</b>	<b>432.418.535</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2020 M\$
Hasta 30 días	328.452	1.205.232	390.852	1.924.536
Entre 31 y 60 días	110.785	12.455	352.852	476.092
Entre 61 y 90 días	23.452	33.696	15.238	72.386
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
<b>Total</b>	<b>462.689</b>	<b>1.251.383</b>	<b>758.942</b>	<b>2.473.014</b>

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	18.261.079	160.608.760	23.467.852	202.337.691
Entre 31 y 60 días	9.515.220	627	8.872.795	18.388.642
Entre 61 y 90 días	77.953		573.323	651.276
Entre 91 y 120 días			10.539	10.539
Entre 121 y 365 días			368.420	368.420
Más de 365 días		144.334.598	200.053	144.534.651
<b>Total</b>	<b>27.854.252</b>	<b>304.943.985</b>	<b>33.492.982</b>	<b>366.291.219</b>

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2019 M\$
Hasta 30 días	302.425	1.245.200	407.217	1.954.842
Entre 31 y 60 días	104.785	11.020	299.785	415.590
Entre 61 y 90 días	22.525	32.525	15.405	70.455
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
<b>Total</b>	<b>429.735</b>	<b>1.288.745</b>	<b>722.407</b>	<b>2.440.887</b>

## 22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

### 22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	24.963.749	15.080.895	950.370	719.108
Participación en utilidades y bonos.	1.425.656	4.007.984		
Otras provisiones.		28.067	373	376
<b>Total</b>	<b>26.389.405</b>	<b>19.116.946</b>	<b>950.743</b>	<b>719.484</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 34).

### 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 de CGE y sus subsidiarias.

### 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 marzo de 2020.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-03-2020 M\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2020</b>	<b>15.800.003</b>	<b>4.007.984</b>	<b>28.443</b>	<b>19.836.430</b>
Provisiones adicionales.	8.177.813	4.647.016		<b>12.824.829</b>
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.142.354	129.227		<b>4.271.581</b>
Provisión utilizada.	(309.385)	(7.358.571)	(28.070)	<b>(7.696.026)</b>
Reversión de provisión no utilizada.	(1.982.457)			<b>(1.982.457)</b>
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	85.791			<b>85.791</b>
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>10.114.116</b>	<b>(2.582.328)</b>	<b>(28.070)</b>	<b>7.503.718</b>
<b>Saldo al 31 de marzo de 2020</b>	<b>25.914.119</b>	<b>1.425.656</b>	<b>373</b>	<b>27.340.148</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	31-12-2019 M\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2019</b>	<b>20.332.614</b>	<b>3.595.919</b>	<b>248.851</b>	<b>24.177.384</b>
Provisiones adicionales.	11.034.652	4.823.393		<b>15.858.045</b>
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	779.382	384.636	6	<b>1.164.024</b>
Provisión utilizada.	(14.966.212)	(4.795.964)	(220.414)	<b>(19.982.590)</b>
Reversión de provisión no utilizada.	(848.543)			<b>(848.543)</b>
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(531.890)			<b>(531.890)</b>
<b>Total cambio en provisiones</b>	<b>(4.532.611)</b>	<b>412.065</b>	<b>(220.408)</b>	<b>(4.340.954)</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>15.800.003</b>	<b>4.007.984</b>	<b>28.443</b>	<b>19.836.430</b>

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

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

### 23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.100	1.257	12.884.826	14.396.271
Provisión premio de antigüedad.			577.128	648.821
Provisión beneficios post-jubilatorios.	2.593	2.961	16.870.584	17.664.447
<b>Total</b>	<b>3.693</b>	<b>4.218</b>	<b>30.332.538</b>	<b>32.709.539</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	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>Valor presente obligación, saldo inicial</b>	<b>14.397.528</b>	<b>16.582.507</b>	<b>648.821</b>	<b>1.001.629</b>	<b>17.667.408</b>	<b>14.088.249</b>
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	200.246	916.199	13.031	67.294	34.675	78.537
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	151.176	741.236	5.488	36.906	324.124	984.220
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(869.597)	(283.795)	(59.121)	(209.743)	(871.410)	3.937.619
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	16.903	(88.321)			39.827	(208.106)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.010.330)	(3.470.298)	(31.091)	(247.265)	(321.447)	(1.213.111)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>(1.511.602)</b>	<b>(2.184.979)</b>	<b>(71.693)</b>	<b>(352.808)</b>	<b>(794.231)</b>	<b>3.579.159</b>
<b>Total</b>	<b>12.885.926</b>	<b>14.397.528</b>	<b>577.128</b>	<b>648.821</b>	<b>16.873.177</b>	<b>17.667.408</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	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	12.885.926	14.397.528	577.128	648.821	16.873.177	17.667.408
<b>Total</b>	<b>12.885.926</b>	<b>14.397.528</b>	<b>577.128</b>	<b>648.821</b>	<b>16.873.177</b>	<b>17.667.408</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
	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	200.246	252.489	13.031	19.982	34.675	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	151.176	240.485	5.488	12.218	324.124	291.149	
<b>Total</b>	<b>351.422</b>	<b>492.974</b>	<b>18.519</b>	<b>32.200</b>	<b>358.799</b>	<b>324.019</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.	0,81%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV-2014
Tasa de rotación anual.	0,94%

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 marzo de 2020, 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 marzo de 2020, 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	3.008.908	(2.600.106)

### 24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos. (*)	18.089.869	17.312.466		
Aportes reembolsables.	663.370	664.794		
Garantías recibidas en efectivo.	2.206.010	2.115.763		
<b>Total</b>	<b>20.959.249</b>	<b>20.093.023</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

#### 24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	18.089.869	17.312.466		
<b>Total</b>	<b>18.089.869</b>	<b>17.312.466</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

El movimiento de este rubro al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	17.312.466	15.211.413
Adiciones.	7.135.596	41.950.619
Imputación a resultados.	(6.358.193)	(39.849.566)
<b>Total</b>	<b>18.089.869</b>	<b>17.312.466</b>

## 25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

### 25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

La Sociedad ha realizado una evaluación detallada de los impactos de la NIIF 16. La Sociedad producto de la adopción inicial ha registrado al 1 de enero de 2019 un incremento en sus pasivos netos por arrendamiento y un incremento en activos por derechos de uso de M\$ 10.879.471.

El detalle de las obligaciones por arrendamiento y sus plazos de vencimiento al 31 marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	31-03-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta un año.	3.397.730	(316.560)	3.081.170	3.124.839	(329.004)	2.795.835
Posterior a un año pero menor de cinco años.	4.439.891	(197.229)	4.242.662	5.065.045	(395.173)	4.669.872
Más de cinco años.			0			0
<b>Total</b>	<b>7.837.621</b>	<b>(513.789)</b>	<b>7.323.832</b>	<b>8.189.884</b>	<b>(724.177)</b>	<b>7.465.707</b>

Los gastos financieros por intereses devengados producto de estas obligaciones se revelan en ítem detallado en nota 29.

Las tasas de interés aplicadas nominal anual para contrato por tipo de bien al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 son las siguientes:

Bienes sujeto a arrendamiento	Tasas de interes
Terreno bajo arrendamientos.	5,49%
Edificio en arrendamiento.	5,19%
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	6,29%



## 25.2.- Bienes arrendados.

El detalle de los bienes arrendados 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	31-03-2020			31-12-2019		
	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Terreno bajo arrendamientos.	11.399	(10.575)	824	11.399	(8.711)	2.688
Edificio en arrendamiento.	7.447.265	(2.218.100)	5.229.166	7.244.074	(1.782.898)	5.461.176
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	3.466.038	(2.100.656)	1.365.381	3.466.038	(1.870.667)	1.595.371
<b>Total</b>	<b>10.924.702</b>	<b>(4.329.331)</b>	<b>6.595.371</b>	<b>10.721.511</b>	<b>(3.662.276)</b>	<b>7.059.235</b>

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 31 de marzo de 2020 alcanzó a M\$4.329.331 (M\$3.662.276 al 31 de diciembre de 2019).

A continuación, se presentan los movimientos por clase de activos originados en el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

Movimiento año 2019	
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	10.879.471
Adiciones.	634.223
Retiros.	(474.507)
Gasto por depreciación.	(3.662.276)
Desapropiación de subsidiaria.	(317.676)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>7.059.235</b>

  

Movimiento año 2020	
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	7.059.235
Adiciones.	276.764
Retiros.	(73.573)
Gasto por depreciación.	(667.055)
<b>Saldo inicial al 31 de marzo de 2020</b>	<b>6.595.371</b>

## 26.- PATRIMONIO NETO.

### 26.1.- 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.

#### **26.2.- Capital suscrito y pagado.**

El capital suscrito y pagado al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 asciende a M\$ 1.538.604.559.

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

Al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.019.896.893, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

#### **26.4.- Dividendos.**

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 17 de abril de 2019, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 6 de \$ 2,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, el cual se pagó con fecha 30 de abril de 2019, por un total de M\$ 4.039.794.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de octubre de 2019, se aprobó el pago del dividendo provisorio N° 7 de \$ 4,0 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 28 de noviembre de 2019, por un total de M\$ 8.079.588.

En Sesión Ordinaria de Directorio, celebrada el 29 de noviembre de 2019, se aprobó el pago de un dividendo eventual N° 8 de \$ 60,0 por acción con cargo a utilidades acumuladas, el cual se pagó con fecha 12 de diciembre de 2019, por un total de M\$ 121.193.814.

#### **26.5.- Reservas.**

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

##### **26.5.1.- 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.

El incremento por la revaluación efectuada en septiembre de 2018 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. El saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de marzo de 2020 asciende a M\$ 107.759.834, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 1.013.301.

##### **26.5.2.- 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).

#### 26.5.3.- 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.

#### 26.5.4.- 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 2019 ascienden a M\$ (2.512.048). (M\$(3.777.294) al 31 de diciembre de 2019), ambos netos de impuestos diferidos.

#### 26.5.5.- Otras reservas.

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

### 26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Aplicación NIIF 9.	(6.488.993)	(6.488.993)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	198.737.105	137.190.034
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	8.219.023	7.205.722
Dividendos mínimos de acuerdo a política		(18.334.698)
Dividendos provisorios		(8.079.588)
Resultado del período o ejercicio	8.607.192	87.961.357
<b>Total</b>	<b>209.074.327</b>	<b>199.453.834</b>

## 26.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

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
			31-03-2020	31-12-2019	31-03-2020		31-12-2019	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	23.774.619	722.868	22.942.365	2.851.277
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	633.582	(17.577)	651.159	36.277
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	231.900	(13.891)	306.678	47.127
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.472.520	(1.858)	18.474.316	(11.194)
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	1.461	174	1.077	(1.786)
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	3	2	1	(1)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	103.643	(1.398)	104.752	(5.180)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	0,00000%	0,00064%				(27)
<b>Total</b>					<b>43.217.728</b>	<b>688.320</b>	<b>42.480.348</b>	<b>2.916.493</b>

## 26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 31 de marzo de 2020 no hay siguientes transacciones con participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2019 se efectuaron las siguientes transacciones con participaciones no controladoras.

Sociedad	31-12-2019				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Soc. de Computación Binaria S.A.	3.459	0,00064%	208	176	32
<b>Total</b>			<b>208</b>	<b>176</b>	<b>32</b>

Estas 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”.

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

Movimientos al 31 de marzo de 2020.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2020	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			8.607.192			688.320			9.295.512
<b>Reservas de cobertura de flujo de efectivo</b>									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)			0	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>(4.441.614)</b>	<b>1.199.236</b>	<b>(3.242.378)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(4.441.614)</b>	<b>1.199.236</b>	<b>(3.242.378)</b>
<b>Reservas de conversión</b>									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	2.478.051		2.478.051	(37.676)		(37.676)	2.440.375	0	2.440.375
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>2.478.051</b>	<b>0</b>	<b>2.478.051</b>	<b>(37.676)</b>	<b>0</b>	<b>(37.676)</b>	<b>2.440.375</b>	<b>0</b>	<b>2.440.375</b>
<b>Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos</b>									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	1.733.214	(467.968)	1.265.246	66.914	(18.066)	48.848	1.800.128	(486.034)	1.314.094
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>1.733.214</b>	<b>(467.968)</b>	<b>1.265.246</b>	<b>66.914</b>	<b>(18.066)</b>	<b>48.848</b>	<b>1.800.128</b>	<b>(486.034)</b>	<b>1.314.094</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>9.108.111</b>			<b>699.492</b>			<b>9.807.603</b>

Movimientos al 31 de marzo de 2019.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-03-2019	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			14.786.641			478.934			15.265.575
<b>Reservas de cobertura de flujo de caja</b>									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(441.407)	119.180	(322.227)			0	(441.407)	119.180	(322.227)
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>(441.407)</b>	<b>119.180</b>	<b>(322.227)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(441.407)</b>	<b>119.180</b>	<b>(322.227)</b>
<b>Reservas de conversión</b>									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	199.680		199.680	317.622		317.622	517.302	0	517.302
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>199.680</b>	<b>0</b>	<b>199.680</b>	<b>317.622</b>	<b>0</b>	<b>317.622</b>	<b>517.302</b>	<b>0</b>	<b>517.302</b>
<b>Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios</b>									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	1.837.629	(496.160)	1.341.469	(12.563)	3.392	(9.171)	1.825.066	(492.768)	1.332.298
<b>Total movimientos del período o ejercicio</b>	<b>1.837.629</b>	<b>(496.160)</b>	<b>1.341.469</b>	<b>(12.563)</b>	<b>3.392</b>	<b>(9.171)</b>	<b>1.825.066</b>	<b>(492.768)</b>	<b>1.332.298</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>16.005.563</b>			<b>787.385</b>			<b>16.792.948</b>

**27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.**

**27.1.- Ingresos ordinarios.**

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$
<b>Ventas</b>	<b>459.400.337</b>	<b>420.400.846</b>
Venta de energía.	457.276.012	419.051.520
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	2.124.325	1.349.326
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>18.423.565</b>	<b>22.056.515</b>
Recargos regulados, peajes y transmisión.	5.216.224	4.430.873
Arriendo de equipos de medida.	1.068.937	1.048.930
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	371.111	313.478
Apoyos en postación.	522.431	404.965
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	8.243.575	13.187.002
Servicios de televisión por cable	1.167.750	1.193.992
Otras prestaciones	1.833.537	1.477.275
<b>Total</b>	<b>477.823.902</b>	<b>442.457.361</b>

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los periodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019.

**27.2.- Otros ingresos, por función.**

Otros ingresos por función	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	460.379	25.849
Otros ingresos de operación.	201.985	21.818
<b>Total</b>	<b>662.364</b>	<b>47.667</b>

**28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.**

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Costo de venta.	405.464.065	369.504.311
Costo de administración.	36.775.077	30.681.753
Otros gastos por función.	1.945.268	1.460.531
<b>Total</b>	<b>444.184.410</b>	<b>401.646.595</b>

**28.1.- Gastos por naturaleza.**

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Compra de energía.	348.778.935	318.212.619
Compra de gas.	3.011.938	2.910.909
Gastos de personal.	16.388.666	17.389.678
Gastos de operación y mantenimiento.	22.455.433	16.200.942
Gastos de administración.	31.087.856	26.987.083
Depreciación.	18.880.737	17.377.781
Amortización.	2.164.198	2.288.030
Otros gastos varios de operación.	1.416.647	279.553
<b>Total</b>	<b>444.184.410</b>	<b>401.646.595</b>

**28.2.- Gastos de personal.**

Gastos de personal	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	12.125.476	15.501.593
Beneficios a corto plazo a los empleados.	936.515	1.333.145
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	285.375	208.927
Beneficios por terminación.	3.017.998	320.010
Otros gastos de personal.	23.302	26.003
<b>Total</b>	<b>16.388.666</b>	<b>17.389.678</b>

**28.3.- Depreciación y amortización.**

Detalle	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
<b>Depreciación y retiros</b>		
Costo de ventas.	18.280.886	16.867.635
Gasto de administración.	599.851	510.146
Otras ganancias (pérdidas).	220.289	20.305
<b>Total depreciación</b>	<b>19.101.026</b>	<b>17.398.086</b>
<b>Amortización</b>		
Costo de ventas.	98.093	119.464
Gasto de administración.	2.066.105	2.168.566
<b>Total amortización</b>	<b>2.164.198</b>	<b>2.288.030</b>
<b>Total</b>	<b>21.265.224</b>	<b>19.686.116</b>

**28.4.- Otras ganancias (pérdidas).**

Detalle	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(220.289)	(20.305)
Venta de chatarra.	18.362	301
Venta de propiedades, planta y equipo.	104.959	69.031
Juicios o arbitrajes.	(3.335.406)	(1.504.786)
Remuneraciones del directorio.	(22.828)	(38.198)
Remuneraciones comité de directores.	(35.401)	(24.173)
Indemnizaciones percibidas	197.384	218.079
Otras (pérdidas) ganancias.	291.536	(21.960)
Aportes de terceros para financiar obras propias	1.696.053	1.769.208
<b>Total</b>	<b>(1.305.630)</b>	<b>447.197</b>



## 29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	734.897	655.178
Ingresos por otros activos financieros.	4.277.898	3.474.275
Otros ingresos financieros.	240.203	231.489
<b>Total ingresos financieros</b>	<b>5.252.998</b>	<b>4.360.942</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(7.479.207)	(8.366.928)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(5.672.174)	(5.429.036)
Gastos por arrendamientos.	(102.808)	(141.233)
Gastos por valoración derivados financieros.	(6.292.275)	(6.241.643)
Otros gastos.	(2.652.904)	(5.285.271)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(22.199.368)</b>	<b>(25.464.111)</b>
<b>Total diferencias de cambio (*)</b>	<b>(1.732.667)</b>	<b>(125.739)</b>
<b>Total resultados por unidades de reajuste (**)</b>	<b>(1.792.036)</b>	<b>66.893</b>
<b>Total</b>	<b>(20.471.073)</b>	<b>(21.162.015)</b>

### 29.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2020 31-03-2020 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$
<b>Diferencias de cambio por activos</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	51.570	(4.142)
Otros activos financieros.	(69.978)	965
Otros activos no financieros.		15
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	24.449.059	115
<b>Total diferencias de cambio por activos</b>	<b>24.430.651</b>	<b>(3.047)</b>
<b>Diferencias de cambio por pasivos</b>		
Otros pasivos financieros.	(176)	(21.229)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(26.163.142)	(101.463)
<b>Total diferencias de cambio por pasivos</b>	<b>(26.163.318)</b>	<b>(122.692)</b>
<b>Total diferencia de cambios neta</b>	<b>(1.732.667)</b>	<b>(125.739)</b>

## 29.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
<b>Unidades de reajuste por activos</b>		
Otros activos financieros.	3.909.631	5.602.860
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(39.043)	2.597
Activos por impuestos.	31.750	64.857
<b>Total unidades de reajuste por activos</b>	<b>3.902.338</b>	<b>5.670.314</b>
<b>Unidades de reajuste por pasivos</b>		
Otros pasivos financieros.	(5.634.751)	(5.602.661)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.083	(904)
Otros pasivos no financieros.	(62.706)	144
<b>Total unidades de reajuste por pasivos</b>	<b>(5.694.374)</b>	<b>(5.603.421)</b>
<b>Total unidades de reajuste neto</b>	<b>(1.792.036)</b>	<b>66.893</b>

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

En los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019 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. La sociedad se encuentra incorporada al sistema de tributación parcialmente integrado.

### 30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.

Durante el período terminado al 31 de marzo de 2020 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$3.567.446 y al 31 de marzo de 2019 un cargo por M\$6.591.270, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(719.480)	(751.805)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(726.257)	452.183
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(1.445.737)</b>	<b>(299.622)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(2.179.093)	(6.299.133)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	57.384	7.485
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto</b>	<b>(2.121.709)</b>	<b>(6.291.648)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(3.567.446)</b>	<b>(6.591.270)</b>

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
<b>Impuestos corrientes a las ganancias</b>		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.445.737)	(299.622)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(1.445.737)</b>	<b>(299.622)</b>
<b>Impuestos diferidos</b>		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	(966.908)	(289.771)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(1.154.801)	(6.001.877)
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto</b>	<b>(2.121.709)</b>	<b>(6.291.648)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(3.567.446)</b>	<b>(6.591.270)</b>

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 31 de marzo de 2020 y 2019.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	12.862.958		20.143.615	
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(3.472.999)</b>	<b>27,0%</b>	<b>(5.438.776)</b>	<b>27,0%</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	91.207	-0,7%	270.168	-1,3%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	247.500	-1,9%	(1.465.398)	7,3%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(433.154)	3,4%	42.736	-0,2%
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(94.447)</b>	<b>0,7%</b>	<b>(1.152.494)</b>	<b>5,7%</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(3.567.446)</b>	<b>27,7%</b>	<b>(6.591.270)</b>	<b>32,7%</b>

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

Importes antes de impuestos	01-01-2020 31-03-2020			01-01-2019 31-03-2019		
	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\$
Cobertura de flujo de efectivo.	(4.441.614)	1.199.236	(3.242.378)	(441.407)	119.180	(322.227)
Diferencia de cambio por conversión.	2.440.375		2.440.375	517.302		517.302
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	1.800.128	(486.034)	1.314.094	1.825.066	(492.768)	1.332.298
<b>Total</b>		<b>713.202</b>			<b>(373.588)</b>	

### 31.- 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	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	8.607.192	14.786.641
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	4,26	7,31
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.022.047.942

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

### 32.- INFORMACION POR SEGMENTO.

#### 32.1.- 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 en Argentina, electricidad en Chile 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).

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 y del estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los períodos terminados 31 de marzo de 2020 y 2019, es la siguiente:

## 32.2.- Cuadros patrimoniales.

### 32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>										
Efectivo y equivalentes al efectivo.	314.510.155	55.257.228	420.265	211.916	440.028	728.184			315.370.448	56.197.328
Otros activos financieros.	15.161.254	11.855.252							15.161.254	11.855.252
Otros activos no financieros.	6.272.578	7.013.921	2.693.695	644.678	23.552	11.920			8.989.825	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	364.871.005	378.018.871	44.690.031	34.993.408	1.871.205	2.025.628			411.432.241	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	28.796.088	26.078.965		9.624	502.779	455.240	(26.650.884)	(23.531.655)	2.647.983	3.012.174
Inventarios.	687.956	705.551	3.210.853	2.544.386	4.175.826	4.347.712			8.074.635	7.597.649
Activos por impuestos.	33.468.304	29.468.971			192.413	145.804	(2.409.490)	(2.166.576)	31.251.227	27.448.199
<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>763.767.340</b>	<b>508.398.759</b>	<b>51.014.844</b>	<b>38.404.012</b>	<b>7.205.803</b>	<b>7.714.488</b>	<b>(29.060.374)</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>792.927.613</b>	<b>528.819.028</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	512.793							512.793	512.793
<b>Total activos corrientes</b>	<b>764.280.133</b>	<b>508.911.552</b>	<b>51.014.844</b>	<b>38.404.012</b>	<b>7.205.803</b>	<b>7.714.488</b>	<b>(29.060.374)</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>793.440.406</b>	<b>529.331.821</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros activos financieros.	2.877.453	6.715.436							2.877.453	6.715.436
Otros activos no financieros.	8.280	8.280							8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	189.728.712	139.221.076	1.823.003	1.586.348					191.551.715	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	90.025.342	84.597.741	31.871.790	28.913.420			(89.579.015)	(84.194.609)	32.318.117	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	856.518.212	854.181.058	17.770.953	16.406.064					874.289.165	870.587.122
Plusvalía.	221.211.470	221.288.274							221.211.470	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	1.935.411.485	1.926.842.988			7.793.125	7.854.398			1.943.204.610	1.934.697.386
Propiedad de inversión.	8.389.290	8.402.041							8.389.290	8.402.041
Activos por impuestos diferidos.		0	2.419.978	1.756.206					2.419.978	1.756.206
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>3.304.170.244</b>	<b>3.241.256.894</b>	<b>53.885.724</b>	<b>48.662.038</b>	<b>7.793.125</b>	<b>7.854.398</b>	<b>(89.579.015)</b>	<b>(84.194.609)</b>	<b>3.276.270.078</b>	<b>3.213.578.721</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.068.450.377</b>	<b>3.750.168.446</b>	<b>104.900.568</b>	<b>87.066.050</b>	<b>14.998.928</b>	<b>15.568.886</b>	<b>(118.639.389)</b>	<b>(109.892.840)</b>	<b>4.069.710.484</b>	<b>3.742.910.542</b>

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

PASIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-12-2019 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	287.281.361	122.168.305	10.616.040	5.866.577					297.897.401	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	180.331.463	176.227.731	53.121.607	46.463.526	1.508.144	1.506.196		2	234.961.214	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	35.072.145	57.591.153	13.676.366	13.389.921	329.970	213.975	(26.650.884)	(23.531.657)	22.427.597	47.663.392
Otras provisiones.	24.123.100	18.037.302	2.266.305	1.079.644					26.389.405	19.116.946
Pasivos por impuestos.	825.004	685.070	1.584.486	1.481.506			(2.409.490)	(2.166.576)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.			3.693	4.218					3.693	4.218
Otros pasivos no financieros.	20.868.339	19.878.016			90.910	215.007			20.959.249	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	3.081.170	2.795.835							3.081.170	2.795.835
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>551.582.582</b>	<b>397.383.412</b>	<b>81.268.497</b>	<b>68.285.392</b>	<b>1.929.024</b>	<b>1.935.178</b>	<b>(29.060.374)</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>605.719.729</b>	<b>441.905.751</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros pasivos financieros.	1.211.328.804	1.110.907.266	91.457	577.127					1.211.420.261	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	199.930.335	144.534.651							199.930.335	144.534.651
Otras provisiones.	373	376	950.370	719.108					950.743	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	186.537.864	186.053.142	57.652	55.027	150.115	255.589			186.745.631	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	27.699.757	30.061.060	1.491.009	1.185.217	1.141.772	1.463.262			30.332.538	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	4.242.662	4.669.872							4.242.662	4.669.872
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>1.629.739.795</b>	<b>1.476.226.367</b>	<b>2.590.488</b>	<b>2.536.479</b>	<b>1.291.887</b>	<b>1.718.851</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.633.622.170</b>	<b>1.480.481.697</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>2.181.322.377</b>	<b>1.873.609.779</b>	<b>83.858.985</b>	<b>70.821.871</b>	<b>3.220.911</b>	<b>3.654.029</b>	<b>(29.060.374)</b>	<b>(25.698.231)</b>	<b>2.239.341.899</b>	<b>1.922.387.448</b>
<b>PATRIMONIO</b>										
Capital emitido.	1.550.181.060	1.550.181.060	104.518.307	104.518.307	3.333.729	3.333.729	(119.428.537)	(119.428.537)	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	220.243.236	209.549.227	(42.660.080)	(44.737.202)	5.021.622	4.692.258	26.469.549	29.949.551	209.074.327	199.453.834
Primas de emisión.					954	954	(954)	(954)	0	0
Otras reservas.	74.197.517	75.078.833	(40.865.049)	(43.550.182)	2.788.130	3.236.757	3.351.373	5.218.945	39.471.971	39.984.353
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>1.844.621.813</b>	<b>1.834.809.120</b>	<b>20.993.178</b>	<b>16.230.923</b>	<b>11.144.435</b>	<b>11.263.698</b>	<b>(89.608.569)</b>	<b>(84.260.995)</b>	<b>1.787.150.857</b>	<b>1.778.042.746</b>
Participaciones no controladoras.	42.506.187	41.749.547	48.405	13.256	633.582	651.159	29.554	66.386	43.217.728	42.480.348
<b>Total patrimonio</b>	<b>1.887.128.000</b>	<b>1.876.558.667</b>	<b>21.041.583</b>	<b>16.244.179</b>	<b>11.778.017</b>	<b>11.914.857</b>	<b>(89.579.015)</b>	<b>(84.194.609)</b>	<b>1.830.368.585</b>	<b>1.820.523.094</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>4.068.450.377</b>	<b>3.750.168.446</b>	<b>104.900.568</b>	<b>87.066.050</b>	<b>14.998.928</b>	<b>15.568.886</b>	<b>(118.639.389)</b>	<b>(109.892.840)</b>	<b>4.069.710.484</b>	<b>3.742.910.542</b>

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019	01-01-2020 31-03-2020	01-01-2019 31-03-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	440.949.951	415.730.812	34.579.028	25.526.495	2.294.923	8.097.995		(6.897.941)	477.823.902	442.457.361
Costo de ventas	(380.339.270)	(342.258.296)	(23.151.522)	(21.699.539)	(1.973.273)	(3.390.675)			(405.464.065)	(367.348.510)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>60.610.681</b>	<b>73.472.516</b>	<b>11.427.506</b>	<b>3.826.956</b>	<b>321.650</b>	<b>4.707.320</b>	<b>0</b>	<b>(6.897.941)</b>	<b>72.359.837</b>	<b>75.108.851</b>
Otros ingresos, por función.	869.789	1.234.711	45.066	41.271			(252.491)	(1.228.315)	662.364	47.667
Gasto de administración.	(33.697.104)	(34.090.422)	(2.750.523)	(2.182.754)	(579.941)	(4.690.634)	252.491	8.126.256	(36.775.077)	(32.837.554)
Otros gastos, por función.			(1.945.268)	(1.460.531)					(1.945.268)	(1.460.531)
Otras ganancias (pérdidas).	(634.100)	823.596	(670.221)	(432.245)	(1.309)	55.846			(1.305.630)	447.197
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>	<b>27.149.266</b>	<b>41.440.401</b>	<b>6.106.560</b>	<b>(207.303)</b>	<b>(259.600)</b>	<b>72.532</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32.996.226</b>	<b>41.305.630</b>
Ingresos financieros.	5.044.595	4.196.291	408.767	401.983	618	39.765	(200.982)	(277.097)	5.252.998	4.360.942
Costos financieros.	(18.612.064)	(19.268.754)	(3.769.095)	(6.442.494)	(19.191)	(29.960)	200.982	277.097	(22.199.368)	(25.464.111)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	2.859.026	(4.258.571)	332.492				(2.853.713)	4.258.571	337.805	0
Diferencias de cambio.	(1.711.278)	(111.624)	(176)	(21.229)	(21.213)	7.114			(1.732.667)	(125.739)
Resultados por unidades de reajuste.	(1.792.133)	66.828			97	65			(1.792.036)	66.893
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>12.937.412</b>	<b>22.064.571</b>	<b>3.078.548</b>	<b>(6.269.043)</b>	<b>(299.289)</b>	<b>89.516</b>	<b>(2.853.713)</b>	<b>4.258.571</b>	<b>12.862.958</b>	<b>20.143.615</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(2.731.918)	(6.366.210)	(966.908)	(289.771)	131.380	64.711			(3.567.446)	(6.591.270)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>10.205.494</b>	<b>15.698.361</b>	<b>2.111.640</b>	<b>(6.558.814)</b>	<b>(167.909)</b>	<b>154.227</b>	<b>(2.853.713)</b>	<b>4.258.571</b>	<b>9.295.512</b>	<b>13.552.345</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		868.137		845.093					0	1.713.230
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>10.205.494</b>	<b>16.566.498</b>	<b>2.111.640</b>	<b>(5.713.721)</b>	<b>(167.909)</b>	<b>154.227</b>	<b>(2.853.713)</b>	<b>4.258.571</b>	<b>9.295.512</b>	<b>15.265.575</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.497.462	16.087.553	2.077.122	(5.607.765)	(150.332)	152.265	(2.817.060)	4.154.588	8.607.192	14.786.641
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	708.032	478.945	34.518	(105.956)	(17.577)	1.962	(36.653)	103.983	688.320	478.934
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>10.205.494</b>	<b>16.566.498</b>	<b>2.111.640</b>	<b>(5.713.721)</b>	<b>(167.909)</b>	<b>154.227</b>	<b>(2.853.713)</b>	<b>4.258.571</b>	<b>9.295.512</b>	<b>15.265.575</b>
Depreciación	18.814.141	16.746.275			66.596	631.506			18.880.737	17.377.781
Amortización	2.066.719	14.141	97.479	118.088		2.155.801			2.164.198	2.288.030
<b>EBITDA</b>	<b>48.664.226</b>	<b>57.377.221</b>	<b>6.874.260</b>	<b>343.030</b>	<b>(191.695)</b>	<b>2.803.993</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>55.346.791</b>	<b>60.524.244</b>

### 32.4.- 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	
	01-01-2020	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019
	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$	31-03-2020 M\$	31-03-2019 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	76.928.051	29.797.602	3.072.463	7.881.985	(467.623)	113.481	301.076	3.643.836	79.833.967	41.436.904
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(34.352.761)	(14.389.449)	(943.474)	(931.835)	(5.066)	(84.826)	(285.989)	6.459.359	(35.587.290)	(8.946.751)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	216.677.637	(12.275.483)	(1.932.282)	(4.060.885)	132.962	(283.033)	(15.087)	(10.103.195)	214.863.230	(26.722.596)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>	<b>259.252.927</b>	<b>3.132.670</b>	<b>196.707</b>	<b>2.889.265</b>	<b>(339.727)</b>	<b>(254.378)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>259.109.907</b>	<b>5.767.557</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			11.642	(28.686)	51.571	(3.340)			63.213	(32.026)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>259.252.927</b>	<b>3.132.670</b>	<b>208.349</b>	<b>2.860.579</b>	<b>(288.156)</b>	<b>(257.718)</b>			<b>259.173.120</b>	<b>5.735.531</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	55.257.228	4.119.189	211.916	244.101	728.184	444.654			56.197.328	4.807.944
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio</b>	<b>314.510.155</b>	<b>7.251.859</b>	<b>420.265</b>	<b>3.104.680</b>	<b>440.028</b>	<b>186.936</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>315.370.448</b>	<b>10.543.475</b>



### 33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

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

Saldos al 31 de marzo de 2020.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-03-2020 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.770.334	1.770.334		1.770.334				0	1.770.334
Activos corrientes	AR \$	73.023.704	3.003.461	48.006.309	51.009.770	1.823.003		20.190.931	22.013.934	73.023.704
Activos corrientes	EUR \$	12.482	12.482		12.482				0	12.482
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>74.806.520</b>	<b>4.786.277</b>	<b>48.006.309</b>	<b>52.792.586</b>	<b>1.823.003</b>	<b>0</b>	<b>20.190.931</b>	<b>22.013.934</b>	<b>74.806.520</b>
Pasivos corrientes	US \$	797.112	797.112		797.112				0	797.112
Pasivos corrientes	AR \$	68.540.481	57.562.521	8.445.124	66.007.645	1.041.827		1.491.009	2.532.836	68.540.481
Pasivos corrientes	EUR \$	5.315	5.315		5.315				0	5.315
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>69.342.908</b>	<b>58.364.948</b>	<b>8.445.124</b>	<b>66.810.072</b>	<b>1.041.827</b>	<b>0</b>	<b>1.491.009</b>	<b>2.532.836</b>	<b>69.342.908</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2019 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.062.715	1.062.715		1.062.715				0	1.062.715
Activos corrientes	AR \$	58.137.947	746.110	37.643.219	38.389.329	1.586.348		18.162.270	19.748.618	58.137.947
Activos corrientes	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>59.206.037</b>	<b>1.814.200</b>	<b>37.643.219</b>	<b>39.457.419</b>	<b>1.586.348</b>	<b>0</b>	<b>18.162.270</b>	<b>19.748.618</b>	<b>59.206.037</b>
Pasivos corrientes	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Pasivos corrientes	AR \$	55.895.417	46.877.981	6.535.984	53.413.965	1.296.235		1.185.217	2.481.452	55.895.417
Pasivos corrientes	EUR \$	16	16		16				0	16
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>56.409.366</b>	<b>47.391.930</b>	<b>6.535.984</b>	<b>53.927.914</b>	<b>1.296.235</b>	<b>0</b>	<b>1.185.217</b>	<b>2.481.452</b>	<b>56.409.366</b>

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

Saldos al 31 de marzo de 2020.

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 31-03-2020 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 \$	1.227.858	1.227.858		1.227.858				0	1.227.858
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	414.369	414.369		414.369				0	414.369
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	822	822		822				0	822
Otros activos no financieros.	AR \$	2.693.695	2.588.270	105.425	2.693.695				0	2.693.695
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	44.690.031		44.690.031	44.690.031				0	44.690.031
Inventarios.	US \$	542.476	542.476		542.476				0	542.476
Inventarios.	AR \$	3.210.853		3.210.853	3.210.853				0	3.210.853
Inventarios.	EUR \$	12.482	12.482		12.482				0	12.482
Derechos por cobrar.	AR \$	1.823.003			0	1.823.003			1.823.003	1.823.003
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	17.770.953			0			17.770.953	17.770.953	17.770.953
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.419.978			0			2.419.978	2.419.978	2.419.978
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>74.806.520</b>	<b>4.786.277</b>	<b>48.006.309</b>	<b>52.792.586</b>	<b>1.823.003</b>	<b>0</b>	<b>20.190.931</b>	<b>22.013.934</b>	<b>74.806.520</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

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 31-12-2019 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 \$	718.364	718.364		718.364				0	718.364
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	206.109	206.109		206.109				0	206.109
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	748	748		748				0	748
Otros activos no financieros.	AR \$	644.678	539.253	105.425	644.678				0	644.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	34.993.408		34.993.408	34.993.408				0	34.993.408
Inventarios.	US \$	344.351	344.351		344.351				0	344.351
Inventarios.	AR \$	2.544.386		2.544.386	2.544.386				0	2.544.386
Inventarios.	EUR \$	5.375	5.375		5.375				0	5.375
Derechos por cobrar.	AR \$	1.586.348			0	1.586.348			1.586.348	1.586.348
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	16.406.064			0			16.406.064	16.406.064	16.406.064
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	1.756.206			0			1.756.206	1.756.206	1.756.206
<b>Total activos en moneda extranjera</b>	<b>M/e</b>	<b>59.206.037</b>	<b>1.814.200</b>	<b>37.643.219</b>	<b>39.457.419</b>	<b>1.586.348</b>	<b>0</b>	<b>18.162.270</b>	<b>19.748.618</b>	<b>59.206.037</b>

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

Saldos al 31 de marzo de 2020.

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 31-03-2020 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 \$	10.616.040	4.440.914	6.175.126	10.616.040				0	10.616.040
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	797.112	797.112		797.112				0	797.112
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	53.121.607	53.121.607		53.121.607				0	53.121.607
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	5.315	5.315		5.315				0	5.315
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	2.269.998		2.269.998	2.269.998				0	2.269.998
Pasivos financieros.	AR \$	91.457			0	91.457			91.457	91.457
Otras provisiones	AR \$	950.370			0	950.370			950.370	950.370
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.491.009			0			1.491.009	1.491.009	1.491.009
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>69.342.908</b>	<b>58.364.948</b>	<b>8.445.124</b>	<b>66.810.072</b>	<b>1.041.827</b>	<b>0</b>	<b>1.491.009</b>	<b>2.532.836</b>	<b>69.342.908</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2019.

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 31-12-2019 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 \$	5.866.577	414.455	5.452.122	5.866.577				0	5.866.577
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	513.933	513.933		513.933				0	513.933
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	46.463.526	46.463.526		46.463.526				0	46.463.526
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	16	16		16				0	16
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.083.862		1.083.862	1.083.862				0	1.083.862
Pasivos financieros.	AR \$	577.127			0	577.127			577.127	577.127
Otras provisiones	AR \$	719.108			0	719.108			719.108	719.108
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.185.217			0			1.185.217	1.185.217	1.185.217
<b>Total pasivos en moneda extranjera</b>		<b>56.409.366</b>	<b>47.391.930</b>	<b>6.535.984</b>	<b>53.927.914</b>	<b>1.296.235</b>	<b>0</b>	<b>1.185.217</b>	<b>2.481.452</b>	<b>56.409.366</b>

### 34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

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

- 34.1.1.- Nombre del Juicio: "Bancalari con CGE S.A."  
Fecha: 18 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 32.645-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 307.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.2.- Nombre del Juicio: "Canteras Lonco con CGE S.A."  
Fecha: 28 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 12° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 35.369-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en las comunas de Chiguayante y Concepción.  
Cuantía: M\$ 180.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.3.- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGED"  
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 Barahona.  
Cuantía: M\$ 4.338.530.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.4.- Nombre del Juicio: "Barahona María Paz con CGED."  
Fecha: 27 de Abril de 2017.  
Tribunal: 10° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 6.491-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 1.632.466.  
Estado: Etapa de discusión prueba.
- 34.1.5.- Nombre del Juicio: "Agrícola las Pataguas y otros con CGED."  
Fecha: 20 de noviembre de 2017.  
Tribunal: Juzgado de letras de Santa Cruz.  
Rol N°: 1.348-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona.  
Cuantía: M\$ 19.338.938.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 34.1.6- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola La Palmilla de Pumanque y otros con CGED."  
Fecha: 22 de Mayo de 2019.  
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
Rol Nº: 267-2018  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona  
Cuantía: M\$ 1.977.439.  
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 34.1.7- Nombre del Juicio: "Del Valle con CGE."  
Fecha: 04 de marzo de 2019.  
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol Nº: 31.618-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Alto Población.  
Cuantía: M\$ 1.280.119.  
Estado: Etapa de discusión finalizada
- 34.1.8- Nombre del Juicio: "Agrícola El Carrizal con CGED y otros".  
Fecha: 20 de noviembre de 2017.  
Tribunal: Juzgado Letras de Santa Cruz.  
Rol Nº: 1.349-2017.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.  
Cuantía: M\$ 1.769.569.  
Estado: Con fecha 2 de septiembre de 2019, se acogió parcialmente de la demanda en contra de CGE por M\$ 1.658.987 y se rechazó en contra de los ejecutivos demandados. Con fecha 12 de septiembre de 2019, se presentaron recursos ante la Corte de Apelaciones de Rancagua por todas las partes del juicio, las que se encuentran pendientes de resolución.
- 34.1.9- Nombre del Juicio: Sernac con CGED."  
Fecha: 11 de septiembre de 2017.  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol Nº: 18.943-2017.  
Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de un temporal de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país..  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Con fecha 26 de noviembre de 2018, se citó a las partes oír sentencia.
- 34.1.10.- Nombre del Juicio: "Benitez con CGED."  
Fecha: 1 de agosto de 2017.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco  
Rol Nº: 1.020-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.  
Cuantía: M\$ 251.000  
Estado: Etapa de prueba.

- 34.1.11- Nombre del Juicio: “Inversiones, Asesorías y Capacitaciones Castellano Limitada con CGED”  
Fecha: 4 de diciembre de 2017.  
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 22.726-2017.  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en la comuna de Litueche.  
Cuantía: M\$ 150.000.  
Estado: Con fecha 4 de diciembre de 2012, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.12- Nombre del Juicio: “Sernac con CGED”  
Fecha: 5 de diciembre de 2017  
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago  
Rol N°: 34.785-2017  
Materia: Demanda Colectiva por Vulneración de los Derechos de los Consumidores por efectos de un temporal de viento y lluvia ocurrido con fecha 7 y 8 de junio de 2017 en sector el Huique.  
Cuantía: Indeterminada  
Estado: Se citó a oír sentencia con fecha 13 de septiembre de 2019.
- 34.1.13- Nombre del Juicio: “Agrícola Pumahue Limitada con CGED”  
Fecha: 8 de enero de 2018.  
Tribunal: 8° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 37.642-2017  
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante en la comuna de Pumahue en año 2013.  
Cuantía: M\$ 233.000.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.14- Nombre del Juicio: “Sociedad THL con CGED”  
Fecha: 9 de febrero de 2018.  
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 1.087-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: M\$ 155.650.  
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 34.1.15- Nombre del Juicio: “Roberto Tamm y Compañía con CGED”  
Fecha: 28 de marzo de 2018.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.  
Rol N°: 2.525-2018  
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de prueba
- 34.1.16- Nombre del Juicio: “Agrícola Arellano con CGED y Transnet”  
Fecha: 3 de diciembre de 2015.  
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 30.615-2015.  
Materia: Resolución de contrato por incumplimiento.  
Cuantía: Indeterminada

	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.17-	Nombre del Juicio:	“Albornoz y otros con CGED”
	Fecha:	29 de octubre 2016.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°:	5.492-2016.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por corte suministro a electro dependiente.
	Cuantía:	M\$ 400.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.18-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Esmeralda con CGE”
	Fecha:	29 de agosto 2018.
	Tribunal:	11° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	23.147-2018.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de Melipilla.
	Cuantía:	M\$ 5.000.000.
	Estado:	Etapa de prueba finalizada.
34.1.19-	Nombre del Juicio:	“Celsi Limitada con CGE”
	Fecha:	13 de octubre de 2018.
	Tribunal:	2° Juzgado de Talagante.
	Rol N°:	1.679-2018.
	Materia:	Reclamo de avalúo de comisión tasadora
	Cuantía:	M\$ 341.135.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.20-	Nombre del Juicio:	“Sociedad de Inversiones Frulac con CGE”
	Fecha:	19 de marzo de 2019.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol N°:	9.809-2018.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por corte eventualmente efectuado por deuda del servicio.
	Cuantía:	M\$ 158.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.21-	Nombre del Juicio:	“Valdes con CGE”
	Fecha:	27 de febrero de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Constitución.
	Rol N°:	3-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por supuesto retiro de instalaciones eléctricas de propiedad de terceros.
	Cuantía:	M\$ 189.483.
	Estado:	Etapa de discusión
34.1.22-	Nombre del Juicio:	“Rojas con CGE”
	Fecha:	7 de febrero de 2019.
	Tribunal:	10° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	38.187-2018.
	Materia:	Cobro de facturas.
	Cuantía:	M\$ 158.468.

	Estado:	Etapas de prueba finalizada con diligencias pendientes.
34.1.23-	Nombre del Juicio:	“Sernac con CONAFE”
	Fecha:	11 de septiembre de 2017.
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Viña del Mar.
	Rol N°:	3.070-2017.
	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:	Con fecha 5 de agosto de 2019, se decretó el abandono del procedimiento, lo que fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Valparaíso con fecha 28 de agosto de 2019. Con fecha 12 de septiembre de 2019, SERNAC presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.24-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A”
	Fecha:	14 de octubre de 2011.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Copiapó.
	Rol N°:	4.281-2011.
	Materia:	Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.
	Cuantía:	M\$ 177.701.
	Estado:	Con fecha 4 de octubre de 2019, se notificó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por M\$121.528. Con fecha 14 de octubre de 2019, la demanda presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.25-	Nombre del Juicio:	“EMELAT con Sociedad Contractual Minera KOZAN”
	Fecha:	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:	Con fecha 31 de enero de 2019, se rechazó la demanda. Con fecha 15 de marzo de 2019 se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.26-	Nombre del Juicio:	“Icafal con Elecda”
	Fecha:	16 de mayo de 2017.
	Tribunal:	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 de noviembre de 2018, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de



Antofagasta, el que fue rechazado con fecha 22 de abril de 2019. Con fecha 10 de mayo de 2019 la demanda presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.1.27- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE"  
Fecha: 3 de agosto de 2018.  
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Valparaíso.  
Rol N°: 1.200-2018.  
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago de traslado de instalaciones.  
Cuantía: M\$ 449.184.  
Estado: Con fecha 5 de diciembre de 2019, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda. Con fecha 14 de diciembre de 2019, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.28- Nombre del Juicio: "Burgos con CGE"  
Fecha: 15 de mayo de 2019.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.  
Rol N°: 637-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios por instalaciones eléctricas ubicadas en el predio de la demandante.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.29- Nombre del Juicio: "Megaelectric con CGE"  
Fecha: 20 de mayo de 2019.  
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 645-2019.  
Materia: Cobro de facturas.  
Cuantía: M\$ 376.000.  
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.30- Nombre del Juicio: "Sociedad Ingeniera Eléctrica Asegim con CGE"  
Fecha: 11 de junio de 2019.  
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.  
Rol N°: 5.333-2019.  
Materia: Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.  
Cuantía: M\$ 1.430.000.  
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.31- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Carmencita con CGE"  
Fecha: 25 de marzo de 2019.  
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.  
Rol N°: 1.047-2019.  
Materia: Demanda de indemnización por servidumbre.  
Cuantía: M\$ 756.610.  
Estado: Etapa de prueba.

- 34.1.32- Nombre del Juicio: "Muro con CGE"  
 Fecha: 28 de mayo de 2019.  
 Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
 Rol N°: 528-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdigadero.  
 Cuantía: M\$ 2.504.050.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.33- Nombre del Juicio: "Bosques Viñuela con CGE"  
 Fecha: 6 de agosto de 2019.  
 Tribunal: Juzgado de Quirihue.  
 Rol N°: 152-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.  
 Cuantía: M\$ 1.140.609.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.34- Nombre del Juicio: "Forestal con CGE"  
 Fecha: 6 de agosto de 2019.  
 Tribunal: Juzgado de Quirihue.  
 Rol N°: 164-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.  
 Cuantía: M\$ 681.185.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.35- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena con CGE"  
 Fecha: 20 de agosto de 2019.  
 Tribunal: Juzgado de Letras de Santa Cruz.  
 Rol N°: 778-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Carrizal.  
 Cuantía: M\$ 818.956.  
 Estado: Demanda presentada sin notificar.
- 34.1.36- Nombre del Juicio: "Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE"  
 Fecha: 20 de agosto de 2019.  
 Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.  
 Rol N°: 788-2019.  
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Nilahue Barahona.  
 Cuantía: M\$ 9.884.317  
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.37- Nombre del Juicio: "Gatica con CGE"  
 Fecha: 14 de agosto de 2019.  
 Tribunal: 1° Juzgado Civil de Concepción.  
 Rol N°: 6.590-2019.  
 Materia: Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.  
 Cuantía: M\$ 300.000.

	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.38-	Nombre del Juicio:	“Pool con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2019.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol N°:	2.347-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por diferencias de voltaje e incendio domiciliario en Mejillones.
	Cuantía:	M\$ 330.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.39-	Nombre del Juicio:	“Aes Gener con CGE”
	Fecha:	5 de septiembre de 2019.
	Tribunal:	Juez Arbitro Claudio Undurraga Abbott.
	Rol N°:	3.856-2019.
	Materia:	Resolución de diferencias ocurridas en relación con contrato de suministro eléctrico.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.40-	Nombre del Juicio:	“Electricidad Aescor con CGE”
	Fecha:	15 de noviembre de 2011.
	Tribunal:	Primer Juzgado Civil de Rancagua.
	Rol N°:	8.372-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios reclamada por ex contratista de CGE.
	Cuantía:	M\$ 250.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.41-	Nombre del Juicio:	“Servicios Profesionales S.A. con CGE”
	Fecha:	4 de octubre de 2019.
	Tribunal:	19° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	27.454-2019.
	Materia:	Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 212.541.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.42-	Nombre del Juicio:	“Díaz y otros con CGE”
	Fecha:	12 de noviembre de 2019.
	Tribunal:	Peralillo.
	Rol N°:	371-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de El Perdigadero.
	Cuantía:	M\$ 1.555.000.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
34.1.43-	Nombre del Juicio:	“Inversiones Inmobiliarias Plan C y otros con CGE”
	Fecha:	29 de noviembre de 2019.
	Tribunal:	9° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	32.005-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.

	Cuantía:	M\$ 7.712.731.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
34.1.44-	Nombre del Juicio:	“Misseroni y Aguayo con CGE”
	Fecha:	4 de diciembre de 2019.
	Tribunal:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	33.002-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Tuman Navidad.
	Cuantía:	M\$ 314.100.
	Estado:	Demanda presentada sin notificar.
34.1.45-	Nombre del Juicio:	“Vigueras y otros con CGE”.
	Fecha:	17 de febrero de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Letras y Garantía de Lebu.
	Rol N°:	407-2019
	Materia:	reclamación judicial monto de indemnización por servidumbre eléctrica.
	Cuantía:	M\$ 1.098.813.
	Estado:	Etapa prueba.
34.1.46-	Nombre del Juicio:	“SACYR con CGE”.
	Fecha:	12 de febrero de 2020.
	Tribunal:	28° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	34.995-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por supuestos incumplimientos contractuales.
	Cuantía:	M\$ 2.771.168.
	Estado:	Etapa discusión.
34.1.47-	Nombre del Juicio:	“CGE con CMPC”.
	Fecha:	10 de enero de 2020.
	Tribunal:	17° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	741-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por supuestos incumplimientos contractuales.
	Cuantía:	M\$ 340.558.
	Estado:	Etapa discusión.
34.1.48-	Nombre del Juicio:	“ODECU con CGE”.
	Fecha:	17 de enero de 2020.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	31.803-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.49-	Nombre del Juicio:	“Calufquir y otros con CGE”.
	Fecha:	17 de marzo de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Pitrufulquen.

	Rol N°:	70-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de febrero de 2019 en el sur de Chile.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.50-	Nombre del Juicio:	“Albornoz con CGE”.
	Fecha:	20 de enero de 2020
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	3655-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico
	Cuantía:	M\$ 900.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.51-	Nombre del Juicio:	“Bosques Viñuela con CGE Distribución”.
	Fecha:	16 de marzo de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Quirihue.
	Rol N°:	152-2019.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Quirihue.
	Cuantía:	M\$ 1.040.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.52-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE”.
	Fecha:	26 de marzo de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	334-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdigadero.
	Cuantía:	M\$ 3.033.535.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.53-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE”.
	Fecha:	26 de marzo de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol N°:	335-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector La Cabaña y Alto Población.
	Cuantía:	M\$ 27.910.610.
	Estado:	Etapa de discusión.

#### **34.2.- Sanciones administrativas.**

- 34.2.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 23.111, de fecha 2 de abril de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 5.000 UTM, por falta de mantenimiento por la falla línea 110KV Pan de Azúcar-San Joaquín. Con fecha 18 abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.2.- 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 el 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°166/15KV. Con fecha 18 de abril de 2018 se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.3.- 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 el incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en SE La Manga. Con fecha 5 de julio de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.4.- 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 las obligaciones 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.
- 34.2.5.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.558 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 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 66kv Itahue-Talca N°2. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.6.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 25.556 de fecha 10 de septiembre de 2018, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 3.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecido establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falla en línea 66 KV Charrúa-Chillán. Con fecha 2 de octubre de 2018, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.7.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 19.890 de fecha 9 de agosto de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 1.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos por falla ocurrida en la línea 66 KV bajo Melipilla-Paine. Multa se encuentra en proceso de pago.
- 34.2.8.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.001 de fecha 27 de diciembre de 2018 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 6.000 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 Panihue, producto de pérdida de aislación. Con fecha 07 de enero de 2019, se presentó un recurso de reposición el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.9.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 27.441 de fecha 5 de febrero de 2019 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 2.000 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 Hospital, producto de un operación intempestiva en el relé maestro. Con fecha 12 de febrero de 2019, se presentó un recurso de reposición el que se encuentra pendiente de resolución.

- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 28.169 de fecha 18 marzo de 2019, Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa por 700 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda y roce en la comuna de Navidad. Con fecha 25 de marzo de 2019, se presentó un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 17.791 de fecha 15 de marzo de 2017 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso o una multa por 1.000 UTM por incumplimiento de los artículo 139 de la LGSE; 205° del reglamento de la LGSE; Y 92°, 100° 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.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 26.146 de fecha 15 de noviembre de 2018 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida 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.
- 34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 28.883 de fecha 2 de mayo de 2019 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 tres fallas en la línea Tres Pinos-Lebu. Con fecha 9 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.090 de fecha 16 mayo de 2019 Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda y roce en la línea 66 KV Temuco-Loncoche. Con fecha 24 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.207, de fecha 20 de mayo de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 610 UTM por el incumplimiento de instrucciones impartidas por SEC, relativa a la instalación de un registrador de voltaje, en Copiapó. Con fecha 28 de mayo de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 29.289 de fecha 28 de mayo de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por incumplimiento de la obligación de mantenimiento establecida en el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por falta de poda en la comuna de quinta de Tilcoco. Con fecha 4 de junio de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.353 de fecha 4 de septiembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de la obligación de conectar nuevos servicios en el plazo establecido en el artículo 111° del Decreto Supremo 327 e incumplimiento a instrucciones de SEC

región del Maule. Con fecha 11 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.194 de fecha 26 de agosto de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 7.000 UTM por no mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, Región de Libertador General Bernardo O'Higgins y Región de la Araucanía. Con fecha 2 de septiembre de 2019, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.555 de fecha 27 de septiembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplir las ordenes e instrucciones impartidas por la Dirección Regional de Biobío. Con fecha 4 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.20.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.553 de fecha 7 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por efectuar la operación de las instalaciones en buen estado sus instalaciones, hecho manifiesto en la pérdida de aislación de la subestación La Portada. Con fecha 14 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.21.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.705 de fecha 10 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento a no mantener las instalaciones en buenas condiciones a fin de evitar peligro a las personas o cosas. Con fecha 17 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.22.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.697 de fecha 15 de octubre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir los plazos reglamentario para efectuar conexiones de los empalmes en Baja Tensión, Región del Biobío. Con fecha 17 de octubre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.23.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.913 de fecha 7 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por incumplimiento a lo establecido en el artículo 139° del D.F.L. N° 4°/20.018 por no disponer de personal técnico suficiente para concurrir a la falla dentro de los plazos normativos. Con fecha 14 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.24.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.990 de fecha 14 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 21 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.25.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.991 de fecha 14 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo



de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 21 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.26.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.939 de fecha 18 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplir las obligaciones reglamentarias, relacionadas con la poda y despeje efectivo de franjas de seguridad alrededor de sus líneas. Con fecha 25 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.27.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.142 de fecha 29 de noviembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplir el plazo reglamentario para la entrega de factibilidades técnicas de suministro. Con fecha 6 de noviembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.28.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.111 de fecha 2 de diciembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM por incumplimiento de tiempo máximo de reposición en las comunas del Bosque y Peñaflores como consecuencia del temporal de mayo de 2019. Con fecha 9 de diciembre de 2019, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.317 de fecha 30 de diciembre de 2019, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.000 UTM por Incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL 4/20.018 de 2006 al no mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de seguridad con particular perjuicio para 15.471 clientes abastecidos desde la S/E Quiani. Con fecha 7 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.401 de fecha 2 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por la obligación contenida en instrucción formalizada por oficio ordinario del presente año, emitido por la Dirección Regional de O'Higgins de SEC al no aportar información necesaria para el ejercicio de las funciones encomendadas a la SEC. Con fecha 9 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.31.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.469 de fecha 9 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 700 UTM por Incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL 4/20.018 de 2006 al no mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de seguridad, incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 214° al no disponer de personal técnico para atender la falla e incumplimiento a lo establecido en el artículo 3° de la ley 18410 al entregar información falsa, incompleta o manifiestamente errónea. se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.32.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.526 de fecha 9 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por Incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 15° de la Ley 18.410 por no haber cumplido las instrucciones impartidas por SEC al no informar sobre materias eléctricas a las que está obligada para el correcto funcionamiento de los procesos de reclamos o presentaciones que realizan a SEC usuarios en la Región del Maule. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.33.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.441 de fecha 14 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL 4/20.018 de 2006 por no mantener las instalaciones de distribución de energía eléctrica en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas en comuna de Peñaflores. Con fecha 21 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.34.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.435 de fecha 14 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas en cuanto a instalar un equipo transcriptor de variables eléctricas a un servicio afectado por variaciones de voltaje en la comuna de Curacaví. Con fecha 21 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.35.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.500 de fecha 20 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018 en razón de que los planes de mantenimiento no han sido eficaces para evitar que el 19 de febrero de 2019 se originara la desconexión forzada de la LT 66 kV Punitaqui – El Sauce ubicada en la comuna de Punitaqui. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.36.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.499 de fecha 20 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018 en razón de que los planes de mantenimiento no han sido eficaces para evitar que los días 12 de febrero y 9 de marzo de 2019 se originaran desconexiones intempestivas con perjuicio para clientes regulados conectados a S/E Pucón. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.37.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.627 de fecha 20 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 430 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 130° del DFL N° 4/20.018 y Artículo 3-1, del Título 3-1, del capítulo 3 de la Norma Técnico de Calidad de Producto para Sistemas de Distribución. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.38.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.626 de fecha 22 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 430 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 130° del DFL N° 4/20.018 y Artículo 3-1, del Título 3-1, del capítulo 3 de la Norma Técnico de Calidad de Producto para Sistemas de Distribución. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.39.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.926 de fecha 24 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018, en relación con artículos 295 y 206 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, en relación con falla ocurrida el 25 de agosto de 2018, en la Subestación San Joaquín Cuarta Región. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

- 34.2.40.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 30.062 de fecha 9 de marzo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 800 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, por retraso en la conexión de 30 servicios de la Región de Arica y Parinacota. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.41.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.108 de fecha 10 de marzo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 400 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, por retraso en la conexión de 30 servicios de la Región de Arica y Parinacota. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.42.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.112 de fecha 10 de marzo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 400 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos por retraso en la conexión de suministro de un cliente. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.43.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.985 de fecha 27 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.200 UTM por incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 5-2 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución por retraso en la ampliación de potencia requerida por cliente Molinera Pamol. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.44.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.727 de fecha 28 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por entrega de información errónea a la comunidad por deficiente calidad de servicio, demora en atención de emergencias y otros, en relación con interrupción que afectó a vecinos de Villa Teniente en Rancagua. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.45.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.696 de fecha 28 de enero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.500 UTM por Falla en Subestación Buin de fecha 14 de enero de 2019. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.46.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.808 de fecha 7 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 600 UTM por incumplimiento de estándares de calidad de servicio y variación de voltaje en sector La Campana de Vicuña. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 34.2.47.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 31.870 de fecha 13 de febrero de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM por infracciones en relación con planes de acción de mantenimiento preventivos, de acuerdo a las instrucciones impartidas por SEC Maule. Se interpuso recurso de reposición el que se encuentra pendiente de tramitación.

### 34.3.- Sanciones.

#### 34.3.1.- De la Comisión para el Mercado Financiero.

CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Comisión para el Mercado Financiero durante el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

#### 34.3.2.- De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 31 de marzo de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

La Sociedad y sus subsidiarias enumeradas en la Nota 34.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

### 34.4.- 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	Seire de Bonos						
	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 garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces pasivos financieros sin garantías	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 1,2 veces saldo insoluto de los bonos con cargo a la presente línea
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 a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	> o = 2 veces capital insoluto de los bonos con cargo a la presente línea	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” definidas de la siguiente manera:

“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.

“Pasivos Financieros:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

- 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 presente.

Activos en los sectores indicados:

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

- ii) Serie de Bono: BCGED-E:

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

“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.

"Pasivos Financieros":

- (+) "Otros Pasivos financieros, Corrientes"
- (+) "Otros Pasivos financieros, No corrientes"

- 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" definidas de la siguiente manera:

"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.

“Pasivos Financieros”:

(+) “Otros Pasivos financieros, Corrientes”

(+) “Otros Pasivos financieros, No corrientes”

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” definidas de la siguiente manera:

“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.

#### 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: BCGED-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:

Indice	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	0,65 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	2,70 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> 0 = 1,2 veces	71,16 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> 0 = 1,2 veces	47,44 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 62.493.342	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	69,37 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	23,12 Veces	Trimestral	Bonos

#### Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> 0 = 70% de Activos Totales	97,5% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos
---	---	------------------------------	------------------------------	------------	-------

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 31 de marzo de 2020 la Sociedad se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos. Sus subsidiarias no están sujetas a covenants.



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

Al cierre de los estados financieros consolidados del 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

**36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.**

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria / área	31-03-2020				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	44	492	491	1.027	1.038
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	53	84	140	140
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	214		242	243
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	4	48	82	134	147
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>807</b>	<b>657</b>	<b>1.543</b>	<b>1.568</b>

Subsidiaria / área	31-12-2019				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	48	543	530	1.121	1.456
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	54	85	142	142
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	217		245	248
Transformadores Tusan S.A. y subsidiaria	5	58	92	155	159
<b>Total</b>	<b>84</b>	<b>872</b>	<b>707</b>	<b>1.663</b>	<b>2.005</b>

**37.- 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., hasta el 1 de octubre de 2019, acorde con las políticas medioambientales desarrolló y mantuvo 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 al 31 de marzo de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Al 31 de marzo de 2020.

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.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.361	07-02-2020
CGE S.A.	Refuerzo LT Temuco-Loncoche	Diseño control de ruido SE PUCON	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	9	11-03-2020
CGE S.A.	Nueva LT 1x110 V Fátima-Isla de Maipo	Gestión Medioamb. fatima - isla de maipo	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.027	13-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	2.979	23-01-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales / Santa Marta	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	745	20-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Técnica Resolución Exenta NI1.660	Asesoría técnica de apoyo para responder Resolución Exenta N°1.660 de la Superintendencia de Medio Ambiente.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.068	16-01-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 4° trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.873	21-02-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	2.684	19-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a Calibración y verificación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	23-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Adquisición Ambilogger CEMS HITACHI	Upgrade del sistema de adquisición y almacenamiento de datos (DAHS) por resolución de brechas en la entrega de registros.	Inversión	Asesorías Técnicas	9.336	24-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Cuarto Trimestre 2019)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	521	25-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	25-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	25-04-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	01-05-2020
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	7.598	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	4.093	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesorías Técnicas	1.160	31-05-2020

Al 31 de marzo de 2020 (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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	01-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Primer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	25-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	410.850	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	261	01-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	365	01-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Anual Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (In Situ)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.327	20-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	01-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Segundo Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	23-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA turbogeneradores Central Tres Puentes	Gasto	Seguimiento RCA	6.056	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CPN 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA TG Centauro, Central Puerto Natales	Gasto	Seguimiento RCA	9.229	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación de ruido CPN 2020	Seguimiento compromisos ambientales RCA TG Centauro, Central Puerto Natales	Gasto	Seguimiento RCA	7.210	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	235	01-10-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Oct)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	339	01-11-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Conexión en línea CEMS - SMA	Adquisición e instalación de una conexión MPLS para monitoreo en línea de autoridad ambiental (R.E. 174/2019)	Inversión	Asesorías Técnicas	32.997	30-11-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Nov)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	313	01-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.008	05-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Tercer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	286	20-12-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Porvenir	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	400.000	30-12-2020

Al 31 de marzo de 2020 (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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2020	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 2020	Gasto	Asesorías Técnicas	12.000	31-12-2020
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	12.600	31-12-2020
<b>Totales</b>					<b>942.539</b>	

Al 31 de diciembre de 2019.

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.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ene)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	450	10-01-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Corrección Registros CEMS 2018, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	4.988	01-03-2019
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	7.317	15-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reemplazo discos duros Ambilogger CEMS HITACHI	Falla en discos duros de la unidad de almacenamiento por vida útil.	Gasto	Asesorías Técnicas	551	19-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2018	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes 4° trimestre 2018	Gasto	Asesorías Técnicas	2.722	20-03-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Feb)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	853	01-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Impuestos Verdes	Pago impuestos por emisiones gaseosas turbogeneradores Central Tres Puentes, de acuerdo a artículo 8°, Ley N°20.780	Gasto	Impuesto emisiones	646.480	15-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reparación sistema de drenaje CEMS	Mantenimiento de bomba de drenaje para el normal funcionamiento del sistema de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	100	24-04-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Mar)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	427	01-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Abr)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	545	01-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría RETC	Estudio cuantificación de emisiones y reportabilidad RETC en portal ventanilla única	Gasto	Asesorías Técnicas	1.403	15-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes primer trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes primer trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.739	22-05-2019
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	8.864	23-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 1 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°1	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	992	30-05-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (May)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	237	01-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes 2019	Corrección Registros CEMS 2019, según requerimientos de la SMA	Gasto	Asesorías Técnicas	2.676	25-06-2019

Al 31 de diciembre de 2019. (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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Primer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	279	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir (anticipo)	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.007	25-06-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.486	01-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 3 Etapa	Reposición gases patrones CEMS necesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	1.081	25-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jun)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	711	31-07-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Monitoreo Calidad de Aire CTP 2018	Seguimiento compromisos ambientales RCA (pago desfasado por medición 2018)	Gasto	Seguimiento RCA	5.591	12-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Anual Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (In Situ)	Mantenimiento anual del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	2.238	20-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes segundo trimestre 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes segundo trimestre 2019	Gasto	Asesorías Técnicas	2.762	22-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Jul)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	611	30-08-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Segundo Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	280	23-09-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Ago)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	119	27-09-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido primera parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	01-10-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Sep)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	142	25-10-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Ingeniería básica ventilación forzada Central Porvenir con sistema de control de ruido segunda parte	Evaluación y dimensionamiento de inyección y extracción de volúmenes de aire para disipación térmica en Salas de Máquinas de Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.226	12-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Reportabilidad emisiones para estimación de Impuestos Verdes saldo 2019	Estimación de emisiones de contaminantes de turbogeneradores Central Tres Puentes y remisión de antecedentes en plataformas SICTER y SIV, para cuantificación de impuestos verdes (saldo 2019)	Gasto	Asesorías Técnicas	2.784	25-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Calibración mensual CEMS HITACHI (Oct)	Calibración y verificación mensual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	450	29-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 1 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	30-11-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Mantenimientos Sistema de Acreditación de Actividad Turbina - SAAT (Tercer Trimestre)	Mantenimiento del Sistema de Acreditación de Actividad de Turbinas SAAT, que almacena y procesa consumos de combustibles.	Gasto	Asesorías Técnicas	283	20-12-2019

Al 31 de diciembre de 2019. (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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio control de ruido ambiental Central Porvenir Informe 2 Etapa	Evaluación línea de base y estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle para control de ruido en Central Porvenir	Inversión	Asesorías Técnicas	2.342	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	374.977	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Domiciliarios	Retiro, transporte y disposición de residuos domiciliarios en relleno sanitario municipal de Punta Arenas	Gasto	Disposición de Residuos Domiciliarios	10.717	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Diseño, construcción y puesta en servicio de punto de recarga de vehículos eléctricos en Punta Arenas.	Inversión	Electrolinera Punta Arenas	3.315	31-12-2019
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Electrolinera piloto en Punta Arenas	Implementación vehículo eléctrico para reemplazo de camioneta a combustión interna de Unidad Serrvicio Técnico Punta Arenas	Gasto	Leasing vehículo eléctrico	3.948	31-12-2019
CGE S.A.	Aumento de Capacidad S/E San Pedro	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Pedro	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Mahns	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Mahns	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Tomé	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Tomé	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Chiguayante	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Chiguayante	439	08-01-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Ejército	Revisión Procedimiento de Trabajo	Activo	S/E Ejército	122	10-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión IFC Punta de Cortés	Activo	S/E Pta. De Cortés	1.090	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Parinacota	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Parinacota	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Cóndores	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cóndores	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Alcones	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Alcones	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E San Javier	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Javier	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Constitución	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Constitución	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Cauquenes	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Cauquenes	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Maule	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Maule	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Ejército	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Ejército	439	11-01-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Quiani	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Quiani	439	11-01-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	10.401	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión y Aprobación PAS 140 y PAS 142	Activo	S/E Parinacota	656	15-01-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota: Ampliación Nacional	Revisión Consulta de Ambiental	Activo	S/E Parinacota	1.232	23-01-2019
CGE S.A.	S/E Duqueco 220kV	Revisión Aprobación de PAS 140 y 142	Activo	S/E Duqueco 220kV	394	23-01-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E La Palma	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E La Palma	439	06-02-2019
CGE S.A.	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	análisis ambiental	Activo	LT 110kV Sta. Marta-Padre Hurtado	1.515	01-03-2019
CGE S.A.	S/E Parinacota	Revisión informe PAS146 _SCN	Activo	S/E Parinacota	195	05-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	Revisión Línea base y DIA SEA _SCN	Activo	S/E Pta. De Cortés	2.452	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E San Joaquín	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E San Joaquín	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Combarbalá	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Combarbalá	439	07-03-2019
CGE S.A.	Ampliación S/E Pirque	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Pirque	439	07-03-2019
CGE S.A.	Seccionamiento en S/E Linares Norte	Revisión Pertinencia SEA _SCN	Activo	S/E Linares Norte	439	07-03-2019
CGE S.A.	Apoyo Sistema Provincia de Arauco	Reforestación	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	14.859	18-04-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Copayapu	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	S/E Copayapu	439	22-04-2019



Al 31 de diciembre de 2019. (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.	Aumento de capacidad de transmisión en Línea 2x66 kV Maule - Talca	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	LT 2x66 kV Maule-Talca	439	22-04-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Retiro de Asbesto	Activo	S/E Rancagua	5.891	20-06-2019
CGE S.A.	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	Carta de aclaración para SEA RM	Activo	LT 110 kV Santa Marta - Padre Hurtado	141	11-07-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	2.328	22-07-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Paisajismo	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	8.422	07-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Graneros	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Graneros	376	19-08-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Pitrufrquén	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Pitrufrquén	376	19-08-2019
CGE S.A.	LT 1x110 kV Santa Marta Padre Hurtado	Revisión RCA	Activo	LT 1x110 kV Santa marta - Padre Hurtado	312	06-09-2019
CGE S.A.	S/E Rancagua Reemplazo T1 154/66 kV Emergencia	Carga y disposición de Residuos	Activo	S/E Rancagua	4.725	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación en S/E Calama	Revisión pertinencia ambiental _SNC	Activo	S/E Calama	376	10-09-2019
CGE S.A.	Ampliación SE Padre Las Casas	Revisión Consulta de Pertinencia	Activo	SE Padre Las Casas	376	10-09-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Cóndores	Permiso de Edificación	Activo	S/E Cóndores	225	10-04-2019
TRANSEMEL	Ampliación SE Parinacota	Revisión Informe de Fauna	Activo	S/E Parinacota	101	06-08-2019
<b>Totales</b>					<b>1.173.607</b>	

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

**38.1.- 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 dos propiedades ubicadas en la localidad de Porvenir y 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.

**38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades de control conjunto argentinas y el negocio de transmisión de Transemel en Chile.**

Con fecha 10 de julio de 2019 Compañía General de Electricidad S.A. y su subsidiaria CGE Argentina S.A. ("CGEA") celebraron un contrato de permuta con la sociedad argentina Cartellone Energía y Concesiones S.A. (CECSA), en virtud del cual enajenaron a CECSA sus participaciones accionarias directas e indirectas en las empresas distribuidoras de electricidad que operan en el Noroeste de Argentina, Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA).

Con fecha 23 de julio de 2019, Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE") y Naturgy Inversiones Internacionales, S.A. Agencia en Chile ("NII Agencia en Chile"), como vendedores, y las sociedades Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA, ambas controladas por la sociedad portuguesa REN – REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. ("REN"), como compradores, suscribieron un contrato de compraventa por el cual CGE, sujeto a los términos y condiciones pactados para el cierre previsto a efectuar durante el segundo semestre del año en curso, venderían a los compradores el 100% de las acciones que CGE posee en Transemel S.A.

Con fecha 1 de octubre de 2019 las partes perfeccionaron el contrato de compraventa, habiendo CGE y NII Agencia en Chile enajenado a Apolo Chile SpA y Aerio Chile SpA el total de las acciones de su propiedad en Transemel S.A.

Producto de lo anterior los resultados devengados y flujos de efectivo en dichas inversiones en el período terminado al 31 de marzo de 2019 están reflejados en los estados financieros como resultado de operaciones discontinuadas.

A continuación se presenta la apertura de los ingresos y gastos de las operaciones discontinuadas en el Estado Consolidado de Resultados por Función por el período terminado al 31 de marzo de 2019:

### ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION

Al 31 de marzo de 2019.

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

	Sin Soc. Control Conjunto Argentina y Transemel	Con Soc. Control Conjunto Argentina Y Transemel	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	442.457.361	444.228.998	1.771.637
Costo de ventas	(367.348.510)	(367.874.347)	(525.837)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>75.108.851</b>	<b>76.354.651</b>	<b>1.245.800</b>
Otros ingresos, por función.	47.667	47.667	0
Gasto de administración.	(32.837.554)	(32.978.448)	(140.894)
Otros gastos, por función.	(1.460.531)	(1.460.531)	0
Otras ganancias (pérdidas).	447.197	447.197	0
<b>Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.</b>	<b>41.305.630</b>	<b>42.410.536</b>	<b>1.104.906</b>
Ingresos financieros.	4.360.942	4.362.155	1.213
Costos financieros.	(25.464.111)	(25.730.353)	(266.242)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	0	1.000.621	1.000.621
Diferencias de cambio.	(125.739)	(125.739)	0
Resultados por unidades de reajuste.	66.893	66.848	(45)
<b>Pasivos por arrendamientos.</b>	<b>20.143.615</b>	<b>21.984.068</b>	<b>1.840.453</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(6.591.270)	(6.718.493)	(127.223)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.</b>	<b>13.552.345</b>	<b>15.265.575</b>	<b>1.713.230</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	1.713.230		(1.713.230)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>15.265.575</b>	<b>15.265.575</b>	<b>0</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>14.786.641</b>	<b>14.786.641</b>	<b>0</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	478.934	478.934	0
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>15.265.575</b>	<b>15.265.575</b>	<b>0</b>

A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por el período terminado al 31 de marzo de 2019:

**ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO**  
**Al 31 de marzo de 2019.**  
**(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))**

	Sin Soc. Control Conjunto Argentina y Transemel	Con Soc. Control Conjunto Argentina Y Transemel	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2019 31-03-2019 M\$	01-01-2019 31-03-2019 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.	473.214.633	474.855.576	1.640.943
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	228.396	228.396	0
Otros cobros por actividades de operación.	12.976.439	12.976.439	0
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(403.478.779)	(408.015.870)	(4.537.091)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(19.052.470)	(19.052.470)	0
Otros pagos por actividades de operación.	(16.792.289)	(16.792.289)	0
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Intereses recibidos.	4.158.332	4.158.332	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(4.501.446)	(4.524.542)	(23.096)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(5.315.912)	(5.315.979)	(67)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>41.436.904</b>	<b>38.517.593</b>	<b>(2.919.311)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	65.454	65.454	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(14.785.958)	(16.397.516)	(1.611.558)
Compras de activos intangibles.	(1.111.137)	(1.111.137)	0
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.885.671	6.885.671	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(781)		781
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>(8.946.751)</b>	<b>(10.557.528)</b>	<b>(1.610.777)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de la emisión de acciones.	(8.000.000)		8.000.000
Total importes procedentes de préstamos.	<b>205.386.989</b>	205.386.989	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	205.386.989	205.386.989	0
Préstamos de entidades relacionadas.	5.317.284	1.847.372	(3.469.912)
Pagos de préstamos.	(209.187.178)	(209.187.178)	0
Intereses pagados.	(19.953.501)	(19.953.501)	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(286.190)	(286.190)	0
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>(26.722.596)</b>	<b>(22.192.508)</b>	<b>4.530.088</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>5.767.557</b>	<b>5.767.557</b>	<b>0</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(32.026)	(32.026)	0
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>5.735.531</b>	<b>5.735.531</b>	<b>0</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo.	4.807.944	4.807.944	0
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo.</b>	<b>10.543.475</b>	<b>10.543.475</b>	<b>0</b>

**39.- HECHOS POSTERIORES.**

Entre el 31 de marzo de 2020, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.