



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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
30 de septiembre de 2020 y 2019

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN.

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 SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	317.911.165	56.197.328
Otros activos no financieros.	12	16.789.642	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	404.978.122	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	2.477.347	3.012.174
Inventarios.	10	8.018.807	7.597.649
Activos por impuestos.	11	14.968.052	27.448.199
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.		765.143.135	516.963.776
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	425.093	512.793
Total activos corrientes		765.568.228	517.476.569
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	18.148.593	18.570.688
Otros activos no financieros.	12	8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	8	257.815.531	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	31.227.544	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	872.960.929	870.587.122
Plusvalía.	15	221.560.969	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	17	1.959.964.134	1.927.638.151
Propiedad de inversión.	16	8.043.507	8.402.041
Activos por derecho de uso.	25	8.167.441	7.059.235
Activos por impuestos diferidos.	19	1.597.452	1.756.206
Total activos no corrientes		3.379.494.380	3.225.433.973
TOTAL ACTIVOS		4.145.062.608	3.742.910.542

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de septiembre de 2020 (no auditado) y 31 de diciembre 2019
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	223.541.742	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21	194.909.843	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	6.714.710	47.663.392
Otras provisiones.	22	33.800.846	19.116.946
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	491	4.218
Otros pasivos no financieros.	24	19.171.310	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	25	3.763.834	2.795.835
Total pasivos corrientes		481.902.776	441.905.751
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.306.783.285	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	21	293.605.857	144.534.651
Otras provisiones.	22	1.002.637	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	19	189.756.878	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	33.854.493	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	25	4.962.156	4.669.872
Total pasivos no corrientes		1.829.965.306	1.480.481.697
TOTAL PASIVOS		2.311.868.082	1.922.387.448
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.538.604.559	1.538.604.559
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	219.619.021	199.453.834
Otras reservas.	26	31.588.903	39.984.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.789.812.483	1.778.042.746
Participaciones no controladoras.	26	43.382.043	42.480.348
Total patrimonio		1.833.194.526	1.820.523.094
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.145.062.608	3.742.910.542

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
 Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre 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	01-07-2020	01-07-2019
	al	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	1.380.526.279	1.336.737.726	441.918.288	451.746.615
Costo de ventas	28	(1.170.365.138)	(1.136.523.762)	(377.042.179)	(372.711.954)
Ganancia bruta		210.161.141	200.213.964	64.876.109	79.034.661
Otros ingresos, por función.	27	2.656.004	128.146	1.157.902	37.167
Gasto de administración.	28	(86.041.179)	(65.986.852)	(28.420.853)	(28.557.308)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	28	(31.279.327)	(9.937.648)	(11.622.891)	(3.567.080)
Otros gastos, por función.	28	(4.781.104)	(4.415.450)	(1.374.163)	(1.656.397)
Otras ganancias (pérdidas).	28	(6.891.860)	(19.914.093)	(1.442.033)	(21.469.939)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		83.823.675	100.088.067	23.174.071	23.821.104
Ingresos financieros.	29	13.445.575	13.752.724	3.849.866	5.299.041
Costos financieros.	29	(67.207.553)	(76.519.974)	(20.870.016)	(25.714.866)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	2.363.376	1.998.948	1.166.209	1.998.948
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	29	(317.702)	(8.395)	492.339	81.875
Resultados por unidades de reajuste.	29	(2.034.987)	(1.883.304)	(530.556)	(920.332)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		30.072.384	37.428.066	7.281.913	4.565.770
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	(9.919.470)	(18.955.757)	(2.991.006)	(6.986.524)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		20.152.914	18.472.309	4.290.907	(2.420.754)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		4.805.839		495.887
Ganancia (pérdida)		20.152.914	23.278.148	4.290.907	(1.924.867)
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		17.919.521	21.364.952	3.687.986	(2.456.790)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	26	2.233.393	1.913.196	602.921	531.923
Ganancia (pérdida)		20.152.914	23.278.148	4.290.907	(1.924.867)

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN
 Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019 (no auditados)
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	al	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		20.152.914	23.278.148	4.290.907	(1.924.867)
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.9	(1.466.174)	(3.081.552)	507.730	(2.649.239)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.		(1.466.174)	(3.081.552)	507.730	(2.649.239)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos.					
Diferencias de cambio por conversión.					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	26.9	819.985	412.029	(707.024)	(4.803)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión.		819.985	412.029	(707.024)	(4.803)
Coberturas del flujo de efectivo.					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.9	(5.637.937)	1.613.525	4.067.356	2.095.621
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo.		(5.637.937)	1.613.525	4.067.356	2.095.621
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos.		(4.817.952)	2.025.554	3.360.332	2.090.818
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos.		(6.284.126)	(1.055.998)	3.868.062	(558.421)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	26.9	395.867	832.019	(137.087)	715.294
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período.		395.867	832.019	(137.087)	715.294
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	26.9	1.522.243	(435.652)	(1.098.186)	(565.818)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período.		1.522.243	(435.652)	(1.098.186)	(565.818)
Otro resultado integral.		(4.366.016)	(659.631)	2.632.789	(408.945)
Total resultado integral.		15.786.898	22.618.517	6.923.696	(2.333.812)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		13.634.008	20.321.118	6.356.530	(2.981.698)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		2.152.890	2.297.399	567.166	647.886
Total resultado integral.		15.786.898	22.618.517	6.923.696	(2.333.812)

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre 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
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)				825.803	(4.115.694)	(995.622)		(4.285.513)	17.919.521	17.919.521	2.233.393	20.152.914
Otro resultado integral										(4.285.513)	(80.503)	(4.366.016)
Total resultado integral	0	0	0	825.803	(4.115.694)	(995.622)	0	(4.285.513)	17.919.521	13.634.008	2.152.890	15.786.898
Dividendos.								0	(1.864.271)	(1.864.271)		(1.864.271)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(4.109.937)					(4.109.937)	4.109.937	0	(1.251.195)	(1.251.195)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(4.109.937)	825.803	(4.115.694)	(995.622)	0	(8.395.450)	20.165.187	11.769.737	901.695	12.671.432
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de septiembre de 2020	1.538.604.559	0	104.663.198	16.769.641	(2.653.758)	(4.772.916)	(82.417.262)	31.588.903	219.619.021	1.789.812.483	43.382.043	1.833.194.526

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre 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
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									21.364.952	21.364.952	1.913.196	23.278.148
Otro resultado integral				844.817	1.177.873	(3.066.524)		(1.043.834)		(1.043.834)	384.203	(659.631)
Total resultado integral	0	0	0	844.817	1.177.873	(3.066.524)	0	(1.043.834)	21.364.952	20.321.118	2.297.399	22.618.517
Dividendos.								0	(4.039.794)	(4.039.794)		(4.039.794)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.			(3.907.581)	40.504.938			(32)	36.597.325	3.907.581	40.504.906	(2.217.137)	38.287.769
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	(1.488.421)	1.488.332						0		(89)		(89)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	(1.488.421)	1.488.332	(3.907.581)	41.349.755	1.177.873	(3.066.524)	(32)	35.553.491	21.232.739	56.786.141	80.262	56.866.403
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de septiembre de 2019	1.539.998.903	(1.394.345)	110.119.906	18.503.222	(625.450)	(4.281.154)	(82.417.262)	41.299.262	279.118.757	1.859.022.577	41.908.331	1.900.930.908

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre 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	30-09-2020	30-09-2019
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		1.505.776.568	1.459.958.087
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		13.367.167	2.766.830
Otros cobros por actividades de operación.		24.809.718	29.314.604
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.269.160.892)	(1.218.778.301)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(50.396.969)	(51.156.884)
Otros pagos por actividades de operación.		(47.209.117)	(43.318.239)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		22.031	1.415.193
Intereses recibidos.		13.133.827	12.652.979
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		9.893.687	2.604.294
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(2.162.234)	(12.607.707)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		198.073.786	182.850.856
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.			(208)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.			(8.054.838)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.			(3.765.636)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		519.009	9.066.864
Compras de propiedades, planta y equipo.		(107.811.841)	(80.703.928)
Compras de activos intangibles.		(6.408.461)	(4.385.286)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.			6.885.671
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(781)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(113.701.293)	(80.958.142)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		827.427.241	400.800.919
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		449.032.340	44.858.836
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		378.394.901	355.942.083
Préstamos de entidades relacionadas.			18.467.894
Pagos de préstamos.		(546.548.830)	(454.112.135)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(21.347.232)	
Dividendos pagados.		(21.311.395)	(4.258.111)
Intereses pagados.		(60.874.343)	(62.051.202)
Otras entradas (salidas) de efectivo.			(902.284)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		177.345.441	(102.054.919)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		261.717.934	(162.205)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(4.097)	(54.964)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		261.713.837	(217.169)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	56.197.328	4.807.944
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		317.911.165	4.590.775

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de septiembre de 2020 y 2019 (no auditados)

1.-	INFORMACIÓN 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 POLÍTICAS CONTABLES.	22
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	22
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	23
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.	24
3.4.-	Bases de consolidación.	26
3.5.-	Entidades subsidiarias.	29
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	31
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	32
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	32
3.9.-	Propiedades de inversión.	34
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	34
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	34
3.12.-	Costos por intereses.	36
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	36
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	36
3.15.-	Activos financieros.	36
3.16.-	Inventarios.	40
3.17.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	40
3.18.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	40
3.19.-	Capital social.	40
3.20.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	40
3.21.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	41
3.22.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	41
3.23.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	41
3.24.-	Provisiones.	43
3.25.-	Subvenciones estatales.	43
3.26.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	44
3.27.-	Reconocimiento de ingresos.	44
3.28.-	Arrendamientos.	45
3.29.-	Distribución de dividendos.	46
3.30.-	Costo de ventas.	46
3.31.-	Estado de flujos de efectivo.	46
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	46
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	46
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	47
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	47
4.4.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	47
4.5.-	Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión.	48
4.6	Contingencia Covid-19	49

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	49
5.1.- Riesgo financiero.	49
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	54
6.1.- Composición del rubro.	54
6.2.- Detalles flujos de efectivo.	55
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	55
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	55
7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.	56
7.3.- Jerarquías del valor razonable.	56
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	58
8.1.- Composición del rubro.	58
8.2.- Estratificación de la cartera.	62
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	63
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	66
8.5.- Provisión y castigos.	67
8.6.- Número y monto de operaciones.	67
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	68
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	69
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	72
10.- INVENTARIOS.	73
10.1.- Información adicional de inventarios.	73
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	74
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	74
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.	75
13.1.- Composición del rubro.	75
13.2.- Sociedades con control conjunto.	76
13.3.- Inversiones en subsidiarias.	79
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.	81
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	81
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	83
15.- PLUSVALIA.	84
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	85
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	85
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	85
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	85
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	86
17.1.- Vidas útiles.	86
17.2.- Detalle de los rubros.	86
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	89
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	90
17.5.- Costo por intereses.	90
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	90
18.- DETERIORO DE ACTIVOS.	92
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	92
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	93

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	94
19.1.- Activos por impuestos diferidos.	94
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	94
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	95
19.4.- Compensación de partidas.	96
20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.	97
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.	97
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	98
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	100
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	101
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	101
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	101
22.- OTRAS PROVISIONES.	102
22.1.- Provisiones – saldos.	102
22.2.- Movimiento de las provisiones.	103
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	104
23.1.- Detalle del rubro.	104
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	104
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	104
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	104
23.5.- Hipótesis actuariales.	105
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	105
24.1.- Ingresos diferidos.	105
25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.	106
25.1.- Obligaciones por arrendamientos.	106
25.2.- Activos por derecho de uso.	107
26.- PATRIMONIO NETO.	107
26.1.- Gestión de capital.	107
26.2.- Capital suscrito y pagado.	108
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	108
26.4.- Dividendos.	108
26.5.- Reservas.	108
26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	109
26.7.- Participaciones no controladoras.	110
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	111
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	111
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	112
27.1.- Ingresos ordinarios.	112
27.2.- Otros ingresos, por función.	112
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	113
28.1.- Gastos por naturaleza.	113
28.2.- Gastos de personal.	113
28.3.- Depreciación y amortización.	113
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	114
29.- RESULTADO FINANCIERO.	114
29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	115
29.2.- Composición unidades de reajuste.	115

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	115
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	116
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	116
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	116
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	117
31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.	117
32.- INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	117
32.1.- Criterios de segmentación.	117
32.2.- Cuadros patrimoniales.	118
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	120
32.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	122
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	123
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	123
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	124
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	125
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	126
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	126
34.2.- Sanciones administrativas.	138
34.3.- Sanciones.	141
34.4.- Restricciones.	141
35.- GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	146
36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.	146
37.- MEDIO AMBIENTE.	146
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.	156
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	156
38.2.- Discontinuación de distribución eléctrica de sociedades de control conjunto argentinas y el negocio de transmisión de Transemel en Chile.	156
39.- HECHOS POSTERIORES.	159

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de septiembre de 2020 y 2019. (no auditados)

1.- INFORMACIÓN 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 30 de septiembre de 2020 los principales accionistas de NATURGY ENERGY GROUP S.A son Critería Caixa, que de manera directa posee el 24,8%, CVC Capital Partners a través de Rioja Bidco Shareholdings con 20,7% y Global Infrastructure Management con 20,6% a través del fondo de inversión GIP.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de septiembre de 2020 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 27 de octubre 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 3.049.615 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 8.232 GWh al 30 de septiembre 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.

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, estableciendo la obligación para las empresas distribuidoras de constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. La Comisión Nacional de Energía CNE determinó el alcance del giro de distribución, estableciendo la posibilidad de informar fundadamente las operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a la fecha referida e incluyendo un calendario que no podrá exceder del 1 de enero de 2022.

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. 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. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente.

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, CGE cuenta 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.

En efecto, para abastecer el consumo de sus clientes regulados cuenta con contratos resultantes de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2017, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE mantiene contratos con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA, WPD Santa Fe SpA, Energía Renovable Verano Tres Spa, Cox Energía Spa, Atacama Energy Holdings SpA y Atacama Solar S.A.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE 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.

En el caso de EDELMAG, por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales 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, los 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 tarifa regulada de distribución, que es fijada 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 retribuye:

- 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 impuestos¹.

Para la determinación del VAD, en conformidad con el procedimiento definido en la Ley N° 21.194², 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 cuadrienal.

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

² Este procedimiento se aplicará en el próximo proceso tarifario, correspondiente al quadrenio 2020-2024.

La Ley General de Servicios Eléctricos 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.

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. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proceso de tarificación correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

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 240.688 clientes distribuidos en la provincia de San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 1.202 GWh acumulados al 30 de septiembre de 2020.

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.

En general los modelos de negocio que se utilizan están basados en tarifas máximas, "Price Cap", estableciéndose períodos tarifarios quinquenales. Durante esos períodos quinquenales, en general con frecuencia semestral, además se realizan ajustes por precios para adecuar las tarifas ante cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

Como medidas directas del nuevo gobierno, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la Ley. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas

económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina.

La Ley faculta al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

También se faculta al PEN a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año.

Por otra parte, se destaca que el Poder Concedente de Energía San Juan S.A. es el Gobierno de la provincia de San Juan, siendo el regulador el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE). La provincia de San Juan, en el marco de la Emergencia Sanitaria Provincial Covid-19, mediante Ley Provincial N°2088-A dispuso la invariabilidad por 180 días de las tarifas y además, el EPRE emitió un acto administrativo por el cual dispuso que no correspondía llamar a una nueva Revisión Tarifaria Extraordinaria. Por lo expuesto, se mantiene en aplicación la tarifa anteriormente vigente hasta el 21 de enero de 2021.

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, Ñuble, 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 la 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, el desarrollo urbano y el 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 la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones, particularmente la realizada mediante la Ley N° 20.936 (Ley de Transmisión).

Las instalaciones existentes de transmisión son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, que es licitado, adjudicado y supervisado por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno de las empresas del Sistema de Transmisión Nacional, uno de las empresas del segmento de Transmisión Zonal, dos representantes de los clientes libres y un representante del Coordinador Eléctrico Nacional, 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 impuestos³.

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

³ 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.

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 inició el 1 de enero de 2018. Actualmente se encuentra en desarrollo el Estudio de Valorización de las Instalaciones de Transmisión, mediante el cual se determinará la remuneración de las instalaciones de transmisión para el cuatrienio 2020-2023.

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 los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero y de julio de 2020, la Comisión Nacional de Energía, incorporó 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 sujetos a fijación de precios.

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 109 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2019, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de septiembre 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.

- 3.2.5.- Enmienda a NIIF 16 “Arrendamientos”. En mayo de 2020, el IASB emitió enmiendas a las normas NIIF 16, para facilitar a los arrendatarios la contabilización de cambios en el contrato por efecto de la pandemia declarada por el COVID-19.

La enmienda exige a los arrendatarios de tener que considerar contratos de arrendamiento individuales y les permite contabilizar los cambios del alquiler como si no fueran modificaciones al contrato.

Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si la reducción del alquiler relacionada con el Covid-19 otorgada por un arrendador es una modificación del arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección reconocerá los cambios en los pagos por arrendamiento procedentes de las reducciones del alquiler relacionadas con el Covid-19 de la misma forma que reconocería el cambio bajo IFRS 16 como si dicho cambio no fuese una modificación del arrendamiento.

Un arrendatario aplicará esta solución práctica de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la enmienda como un ajuste en el saldo inicial de los resultados acumulados (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el cual el arrendatario aplique por primera vez la enmienda.

Un arrendatario aplicará esta enmienda para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada, incluyendo en los estados financieros no autorizados para su publicación al 28 de mayo de 2020.

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 2023, con cifras comparativas requeridas. La aplicación anticipada es permitida, siempre que la entidad aplique NIIF 9 Instrumentos Financieros, en o antes de la fecha en la que se aplique por primera vez NIIF 17.

- 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.

- 3.3.4.- Enmienda NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 2. En agosto de 2020, el IASB publicó la segunda fase de la Reforma de la Tasa de Interés de Referencia que comprende enmiendas a las normas NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16. Con esta publicación, el IASB completa su trabajo para responder a los efectos de la reforma de las tasas de oferta interbancarias (IBOR, por sus siglas en inglés) en la información financiera.

Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que abordan los efectos en la información financiera cuando una tasa de interés de referencia (IBOR, por sus siglas en inglés) es reemplazada por una tasa de interés alternativa casi libres de riesgo.

Las enmiendas son requeridas y la aplicación anticipada es permitida. Una relación de cobertura debe ser reanudada si la relación de cobertura fue descontinuada únicamente debido a los cambios requeridos por la reforma de la tasa de interés de referencia y, por ello, no habría sido descontinuada si la segunda fase de enmiendas hubiese sido aplicada en ese momento. Si bien su aplicación es retrospectiva, no se requiere que una entidad reexpresé períodos anteriores.

- 3.3.5.- Enmienda a NIIF 3 Referencia al Marco Conceptual. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIIF 3 Combinaciones de Negocios – Referencia al Marco Conceptual. Estas enmiendas están destinadas a reemplazar la referencia a una versión anterior del Marco Conceptual del IASB (Marco de 1989) con una referencia a la versión actual emitida en marzo 2018 sin cambiar significativamente sus requerimientos.

Las enmiendas serán efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas retrospectivamente. Se permite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad aplica también todas las enmiendas contenidas en las Referencias al Marco Conceptual de las Normas IFRS emitidas en marzo de 2018.

Las enmiendas proporcionarán consistencia en la información financiera y evitarán posibles confusiones por tener más de una versión del Marco Conceptual en uso.

- 3.3.6.- Enmienda a NIC 16 Propiedad, planta y equipo, productos Obtenidos antes del Uso Previsto. La enmienda prohíbe a las entidades deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo, cualquier venta obtenida al llevar ese activo a la ubicación y condiciones necesarias para que pueda operar en la forma prevista por la gerencia. En su

lugar, una entidad reconocerá los productos procedentes de la venta de esos elementos, y su costo, en el resultado del periodo, de acuerdo con las Normas aplicables.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente sólo a los elementos de propiedades, planta y equipo disponibles para su uso en o después del comienzo del primer periodo presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez la enmienda.

- 3.3.7.- Enmienda a NIC 37 Contratos onerosos – costo de cumplimiento de un contrato. En mayo 2020, el IASB emitió enmiendas a la norma NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes para especificar los costos que una entidad necesita incluir al evaluar si un contrato es oneroso o genera pérdidas.

La enmienda será efectiva para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2022. La enmienda debe ser aplicada retrospectivamente a los contratos existentes al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el que la entidad aplique por primera vez la enmienda (fecha de la aplicación inicial). La aplicación anticipada es permitida y debe ser revelada.

Las enmiendas están destinadas a proporcionar claridad y ayudar a garantizar la aplicación consistente de la norma. Las entidades que aplicaron previamente el enfoque de costo incremental verán un aumento en las provisiones para reflejar la inclusión de los costos relacionados directamente con las actividades del contrato, mientras que las entidades que previamente reconocieron las provisiones por pérdidas contractuales utilizando la guía de la norma anterior, NIC 11 Contratos de Construcción, deberán excluir la asignación de costos indirectos de sus provisiones.

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 intermedios del Grupo CGE en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

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

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

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

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

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

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

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Los negocios conjunto son aquellos donde las partes tienen el control sobre el acuerdo y derechos sobre los activos netos de la entidad controlada conjuntamente, que se

contabilizan de acuerdo al método de participación como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, y 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			
					30-09-2020			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			
						30-09-2020		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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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			
						30-09-2020		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 \$
30-09-2020	788,15	923,11	28.707,85	10,35
31-12-2019	748,74	839,58	28.309,94	12,51
30-09-2019	728,21	793,86	28.048,53	12,65

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. y subsidiarias. 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 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 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 fijas 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 3.23.3.-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 30 de septiembre 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 CRÍTICOS 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.

Los valores relativos a las cuentas por cobrar y por pagar no corrientes se revelan en nota 8.1.1 y 21 respectivamente y son sometidos a descuento de cuentas de largo plazo de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

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 los informes que determinan los cargos de transmisión con vigencia a contar del 1 de enero y 1 de julio de 2020, la Comisión Nacional de Energía incorporó 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 sujetos a fijación de precios.

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 todos los eventuales impactos en la operación del negocio y/o en la condición financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias. A la fecha se ha ajustado la estimación de pérdida esperada en cartera de clientes el cual contempla el comportamiento histórico de la cartera de clientes y las previsiones de tasas de crecimiento del PIB y del desempleo ajustando estas negativamente.

5.- POLÍTICA DE GESTIÓN 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 CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, donde el ente regulador permite obtener una rentabilidad razonable. Esto último gracias a que los precios de venta de energía son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, tanto en las

actividades de distribución y transmisión. Los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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

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

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

Al 30 de septiembre de 2020, el stock de deuda en moneda extranjera, en su totalidad en pesos argentinos, alcanza a M\$1.968.643. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 0,13% de la deuda financiera total, lo que implica que el 99,88% no está afecto a la volatilidad del tipo de cambio.

Tipo de deuda	30-09-2020		31-12-2019	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	828.614.797	54,15%	647.809.744	52,26%
Deuda en unidades de fomento	290.245.537	18,97%	171.760.917	13,86%
Deuda en unidades de fomento con cobertura	409.478.050	26,76%	413.504.910	33,36%
Deuda en moneda extranjera - m/e	1.986.643	0,13%	6.443.704	0,52%
Total deuda financiera	1.530.325.027	100,00%	1.239.519.275	100,00%

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 80,91% 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 30 de septiembre de 2020, el valor del peso argentino se ubicó en \$10,35, es decir un 17,27% menor 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 30 de junio de 2020		10,35	191.946	1.986.643	
	-1%	10,25	191.946	1.966.777	19.866
	1%	10,45	191.946	2.006.509	(19.866)

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\$19.866 en la utilidad antes de impuesto de CGE y un impacto positivo de la misma magnitud ante una disminución del tipo de cambio.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

En el periodo terminado el 30 de septiembre de 2020, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 18,97% de su deuda financiera denominada en UF que no está cubierta con ningún instrumento de cobertura. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de septiembre de 2020, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$2.902.455 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

Al 30 de septiembre de 2020, la deuda financiera de la Compañía y de sus subsidiarias se estructura en un 33,84% a tasa variable. Se estima que un incremento de 100 puntos base en las tasas de interés variables en base anual hubiese significado un mayor gasto financiero de M\$5.029.973.

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 86,36% de la deuda financiera (capital vigente adeudado) se encuentra estructurada a largo plazo.

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

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

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-09-2020	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	226.159.324	561.070.452	76.822.798			864.052.574
Bonos	32.719.838	73.843.009	270.531.030	239.037.687	293.932.345	910.063.909
Total	258.879.162	634.913.461	347.353.828	239.037.687	293.932.345	1.774.116.483
Porcentualidad	15%	36%	20%	13%	17%	100%

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
Total	164.225.657	441.306.755	379.969.638	207.892.578	305.795.256	1.499.189.884
Porcentualidad	11%	29%	25%	14%	20%	100%

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

En el sector de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito 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 refuerza el bajo riesgo crediticio. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 4,3 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 5,25% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.844.548.496	1.800.759.943
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	778.020.271	653.936.895
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	115.226.618	98.091.564
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	4,3	3,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,25%	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 30 de septiembre de 2020, el cual compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de septiembre de 2020	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	830.601.440	843.673.804	1,57%
Bonos	699.723.587	820.051.058	17,20%
Total pasivo financiero	1.530.325.027	1.663.724.862	8,72%
Cuadraje Hoja K.-	ok		

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%
Total pasivo financiero	1.239.519.275	1.332.782.853	7,52%

*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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	290.309	407.201
Saldos en bancos.	45.685.152	3.061.478
Total efectivo.	45.975.461	3.468.679
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	223.700.000	28.000.000
Otros equivalentes al efectivo (*).	48.235.704	24.728.649
Total equivalente al efectivo.	271.935.704	52.728.649
Total	317.911.165	56.197.328
(*) Otros equivalentes al efectivo	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	48.235.704	24.728.649
Total otros equivalentes al efectivo.	48.235.704	24.728.649

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	316.881.105	50.971.035
	US \$	73.192	4.981.220
	AR \$	911.092	217.980
	EUR \$	45.776	27.093
Total		317.911.165	56.197.328

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2020 y 2019.

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2020	01-01-2019
	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$
Otros cobros por actividades de operación		
Cobro de reliquidación de tarifas de subtransmisión	24.722.907	29.214.438
Otros cobros	86.811	100.166
Total otros cobros por actividades de operación	24.809.718	29.314.604

Detalle partidas flujo de efectivo	01-01-2020	01-01-2019
	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$
Otros pagos por actividades de operación		
Pago de IVA - Impuesto único - Impuestos 2da categoría - Impuesto adicional	(38.684.232)	(35.409.096)
Pago de IVA, débito y crédito bancario e impuestos municipales Argentina	(7.977.399)	(7.773.911)
Otros pagos (multas, indemnizaciones, juicios)	(547.486)	(135.232)
Total otros pagos por actividades de operación	(47.209.117)	(43.318.239)

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-09-2020		31-12-2019	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos de cobertura.		17.973.592		18.395.687
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	0	18.148.593	0	18.570.688

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 30 de septiembre 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	
					30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de tasa de interés y unidad de reajuste.	Préstamos y Bonos			17.973.592	18.395.687
Total					0	0	17.973.592	18.395.687

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Unidad de reajuste	Exposición de las variaciones de tasa de interés y unidad de reajuste.	Préstamos y Bonos	1.891.660	1.989.786		
Total					1.891.660	1.989.786	0	0

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

7.2.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 30 de septiembre 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		30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
			30-09-2020	31-12-2019		
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
Total					175.001	175.001

7.3.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	30-09-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		17.973.592		17.973.592	
Total	0	17.973.592	0	17.973.592	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo 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		18.395.687		18.395.687	
Total	0	18.395.687	0	18.395.687	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	30-09-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	1.891.660			1.891.660	
Total	1.891.660	0	0	1.891.660	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo 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	
Total	1.989.786	0	0	1.989.786	0

7.3.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-09-2020		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2019		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

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

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

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, neto.	352.231.597	394.275.293	11.318.311	14.974.073
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	412.108	397.370	1.527.404	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, neto.	52.334.417	20.365.244	244.969.816	124.020.122
Total	404.978.122	415.037.907	257.815.531	140.807.424

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Por cobrar al personal				
Préstamos al personal.	1.733.388	1.780.294	338.238	342.490
Anticipo de remuneraciones.	210.245	300.836		
Fondos por rendir.	20.197	17.154		
Sub total	1.963.830	2.098.284	338.238	342.490
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	635.473	276.780		
Sub total	635.473	276.780	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	30.219.880	975.144	243.436.299	122.233.469
Anticipo Proveedores.	17.743.384	14.073.972		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			1.188.588	1.436.353
Boletas garantías.	687	563		
Otros documentos por cobrar.	3.291.251	4.024.355	6.691	7.810
Otros.	340.114	776.348		
Provisión de deterioro.	(1.860.202)	(1.860.202)		
Sub total	49.735.114	17.990.180	244.631.578	123.677.632
Total	52.334.417	20.365.244	244.969.816	124.020.122

(*) 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	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales, bruto.	465.598.013	490.176.141	11.318.311	15.304.587
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	412.108	397.370	1.527.404	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	54.194.619	22.225.446	244.969.816	124.020.122
Total	520.204.740	512.798.957	257.815.531	141.137.938

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Deudores comerciales.	113.366.416	96.231.362
Otras cuentas por cobrar.	1.860.202	1.860.202
Total	115.226.618	98.091.564

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial.	98.091.564	89.995.755
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(14.044.452)	(11.534.526)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(140.506)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(99.821)	(160.900)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	31.279.327	19.931.741
Total	115.226.618	98.091.564

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.

Respecto a 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. En el artículo 146 de este último se regula el plazo para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente final, 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. Lo anterior, sumado a que en el artículo 147 se establecen los plazos para suspensión por deudas del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar provenientes 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 de las variables macroeconómicas cuando lo amerite en caso de visualizar un cambio significativo. Debido al escenario actual, 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 30 de septiembre de 2020. Se muestra un aumento en la provisión de incobrables en el último año producto de dos eventos relevantes; primero, por un deterioro de las condiciones de la cartera de clientes vulnerables con énfasis desde la crisis social de octubre de 2019 y que -parcialmente- se vieron reflejadas en el cierre del mismo año; y, en segundo lugar, por efectos no recurrentes asociados a la crisis sanitaria actual debido a la pandemia de COVID 19 que ha generado efectos en la evolución de las variables de crecimiento y mayor desempleo, afectando la capacidad de pago de los clientes residenciales y pequeñas y medianas empresas, con la consecuente postergación de pagos.

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

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	30-09-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	548.461	(136.353)	412.108	555.112	(157.742)	397.370
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.584.845	(257.749)	1.327.096	1.739.005	(333.629)	1.405.376
Más de cinco años.	206.210	(5.902)	200.308	432.122	(24.269)	407.853
Total	2.339.516	(400.004)	1.939.512	2.726.239	(515.640)	2.210.599

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

30-09-2020	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.	235.483.045	51.872.958	21.638.566	14.708.198	11.727.857	12.405.035	5.963.194	7.946.319	8.685.977	106.485.175	476.916.324	465.598.013	11.318.311
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.939.512										1.939.512	412.108	1.527.404
Otras cuentas por cobrar, bruto.	295.963.192	87.132	58.630							3.055.481	299.164.435	54.194.619	244.969.816
Provision deterioro Deudores Comerciales	(3.004.311)	(1.950.332)	(3.506.634)	(2.712.664)	(3.806.515)	(2.926.000)	(2.851.650)	(2.331.233)	(2.846.486)	(87.430.591)	(113.366.416)	(113.366.416)	
Provision deterioro otras cuentas por cobrar										(1.860.202)	(1.860.202)	(1.860.202)	
Total	530.381.438	50.009.758	18.190.562	11.995.534	7.921.342	9.479.035	3.111.544	5.615.086	5.839.491	20.249.863	662.793.653	404.978.122	257.815.531

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.	295.190.270	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	505.480.728	490.176.141	15.304.587
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	2.210.599										2.210.599	397.370	1.813.229
Otras cuentas por cobrar, bruto.	142.810.905	67.419	58.691				4.188			3.304.365	146.245.568	22.225.446	124.020.122
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)	
Total	437.827.920	57.187.499	15.091.350	9.729.593	6.241.897	3.924.045	2.288.294	2.791.079	2.276.640	18.487.014	555.845.331	415.037.907	140.807.424

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

El resumen de estratificación de cartera al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

30-09-2020								
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\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		144.262.576					144.262.576	0
Por vencer. (2)	527.268	74.500.834	(1.176.196)	266.789	16.719.635	(1.828.115)	91.220.469	(3.004.311)
Sub total por vencer	527.268	218.763.410	(1.176.196)	266.789	16.719.635	(1.828.115)	235.483.045	(3.004.311)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	457.027	50.414.700	(1.434.273)	11.600	1.458.258	(516.059)	51.872.958	(1.950.332)
Entre 31 y 60 días	96.682	20.945.992	(3.095.759)	5.380	692.574	(410.875)	21.638.566	(3.506.634)
Entre 61 y 90 días	67.152	13.965.453	(2.315.256)	4.458	742.745	(397.408)	14.708.198	(2.712.664)
Entre 91 y 120 días	38.589	10.957.387	(3.381.750)	4.204	770.470	(424.765)	11.727.857	(3.806.515)
Entre 121 y 150 días	40.184	11.618.290	(2.755.915)	3.802	786.745	(170.085)	12.405.035	(2.926.000)
Entre 151 y 180 días	21.047	5.549.259	(2.649.519)	3.169	413.935	(202.131)	5.963.194	(2.851.650)
Entre 181 y 210 días	18.376	7.455.475	(2.185.386)	2.880	490.844	(145.847)	7.946.319	(2.331.233)
Entre 211 y 250 días	23.744	8.222.380	(2.694.527)	4.335	463.597	(151.959)	8.685.977	(2.846.486)
Más de 250 días	587.369	86.987.654	(72.404.692)	119.362	19.497.521	(15.025.899)	106.485.175	(87.430.591)
Sub total vencidos	1.350.170	216.116.590	(92.917.077)	159.190	25.316.689	(17.445.028)	241.433.279	(110.362.105)
Total	1.877.438	434.880.000	(94.093.273)	425.979	42.036.324	(19.273.143)	476.916.324	(113.366.416)

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\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		176.219.314					176.219.314	0
Por vencer. (2)	534.412	97.701.971	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	118.970.956	(2.383.854)
Sub total por vencer	534.412	273.921.285	(696.579)	271.760	21.268.985	(1.687.275)	295.190.270	(2.383.854)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	473.573	57.930.481	(1.492.150)	11.502	1.264.359	(582.609)	59.194.840	(2.074.759)
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	(59.346.277)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.573.877	(73.531.027)
Sub total vencidos	1.379.960	190.829.067	(77.159.365)	161.982	19.461.391	(16.688.143)	210.290.458	(93.847.508)
Total	1.914.372	464.750.352	(77.855.944)	433.742	40.730.376	(18.375.418)	505.480.728	(96.231.362)

(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 Chile.

30-09-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		129.622.117					129.622.117	0
Por vencer. (2)	426.989	67.688.682	(1.035.659)	261.544	16.589.115	(1.828.115)	84.277.797	(2.863.774)
Sub total por vencer	426.989	197.310.799	(1.035.659)	261.544	16.589.115	(1.828.115)	213.899.914	(2.863.774)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	341.256	45.923.931	(1.424.820)	10.280	1.418.402	(516.059)	47.342.333	(1.940.879)
Entre 31 y 60 días	87.548	19.243.287	(3.019.381)	5.380	692.574	(410.875)	19.935.861	(3.430.256)
Entre 61 y 90 días	33.696	13.073.920	(2.276.015)	4.458	742.745	(397.408)	13.816.665	(2.673.423)
Entre 91 y 120 días	25.545	10.271.589	(3.372.884)	4.204	770.470	(424.765)	11.042.059	(3.797.649)
Entre 121 y 150 días	21.429	11.041.803	(2.746.196)	3.802	786.745	(170.085)	11.828.548	(2.916.281)
Entre 151 y 180 días	18.693	5.077.045	(2.630.535)	3.169	413.935	(202.131)	5.490.980	(2.832.666)
Entre 181 y 210 días	17.098	7.110.143	(2.156.625)	2.880	490.844	(145.847)	7.600.987	(2.302.472)
Entre 211 y 250 días	22.334	7.851.082	(2.612.498)	4.335	463.597	(151.959)	8.314.679	(2.764.457)
Más de 250 días	563.857	84.567.003	(71.056.113)	119.362	19.497.521	(15.025.899)	104.064.524	(86.082.012)
Sub total vencidos	1.131.456	204.159.803	(91.295.067)	157.870	25.276.833	(17.445.028)	229.436.636	(108.740.095)
Total	1.558.445	401.470.602	(92.330.726)	419.414	41.865.948	(19.273.143)	443.336.550	(111.603.869)

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Chile	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		168.095.915					168.095.915	0
Por vencer. (2)	434.959	79.428.644	(696.579)	266.660	21.138.465	(1.687.275)	100.567.109	(2.383.854)
Sub total por vencer	434.959	247.524.559	(696.579)	266.660	21.138.465	(1.687.275)	268.663.024	(2.383.854)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	349.573	57.593.553	(1.491.736)	10.484	1.224.503	(582.609)	58.818.056	(2.074.345)
Entre 31 y 60 días	89.220	16.895.504	(2.570.682)	5.487	719.748	(384.299)	17.615.252	(2.954.981)
Entre 61 y 90 días	34.324	8.720.526	(2.372.709)	4.547	395.075	(332.105)	9.115.601	(2.704.814)
Entre 91 y 120 días	25.908	6.847.708	(2.121.594)	4.287	333.938	(275.816)	7.181.646	(2.397.410)
Entre 121 y 150 días	21.763	5.097.758	(1.917.850)	3.878	253.662	(221.393)	5.351.420	(2.139.243)
Entre 151 y 180 días	19.121	4.852.589	(2.826.138)	3.233	301.439	(309.238)	5.154.028	(3.135.376)
Entre 181 y 210 días	17.477	4.544.594	(2.061.313)	2.937	379.764	(218.214)	4.924.358	(2.279.527)
Entre 211 y 250 días	22.746	4.290.882	(2.202.892)	4.421	343.112	(179.719)	4.633.994	(2.382.611)
Más de 250 días	573.470	74.677.645	(58.920.339)	121.690	15.470.294	(14.184.750)	90.147.939	(73.105.089)
Sub total vencidos	1.153.602	183.520.759	(76.485.253)	160.964	19.421.535	(16.688.143)	202.942.294	(93.173.396)
Total	1.588.561	431.045.318	(77.181.832)	427.624	40.560.000	(18.375.418)	471.605.318	(95.557.250)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico Argentina.

30-09-2020								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Argentina	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		14.640.459					14.640.459	0
Por vencer. (2)	100.052	5.697.558	(140.537)	5.245	130.520		5.828.078	(140.537)
Sub total por vencer	100.052	20.338.017	(140.537)	5.245	130.520	0	20.468.537	(140.537)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	115.748	4.324.752	(9.453)	1.320	39.856		4.364.608	(9.453)
Entre 31 y 60 días	9.052	1.670.778	(76.378)				1.670.778	(76.378)
Entre 61 y 90 días	33.452	872.739	(39.241)				872.739	(39.241)
Entre 91 y 120 días	13.042	683.525	(8.866)				683.525	(8.866)
Entre 121 y 150 días	18.752	575.156	(9.719)				575.156	(9.719)
Entre 151 y 180 días	2.352	471.429	(18.984)				471.429	(18.984)
Entre 181 y 210 días	1.278	345.332	(28.761)				345.332	(28.761)
Entre 211 y 250 días	1.403	332.697	(43.428)				332.697	(43.428)
Más de 250 días	23.444	2.339.992	(1.267.920)				2.339.992	(1.267.920)
Sub total vencidos	218.523	11.616.400	(1.502.750)	1.320	39.856	0	11.656.256	(1.502.750)
Total	318.575	31.954.417	(1.643.287)	6.565	170.376	0	32.124.793	(1.643.287)

31-12-2019								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico Argentina	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		8.123.399					8.123.399	0
Por vencer. (2)	99.205	16.871.782		5.100	130.520		17.002.302	0
Sub total por vencer	99.205	24.995.181	0	5.100	130.520	0	25.125.701	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	123.958	52.954	(414)	1.018	39.856		92.810	(414)
Entre 31 y 60 días	8.874	205.185	(3.346)				205.185	(3.346)
Entre 61 y 90 días	32.520	3.322.140	(31.271)				3.322.140	(31.271)
Entre 91 y 120 días	12.060	1.447.071	(39.361)				1.447.071	(39.361)
Entre 121 y 150 días	17.052	718.942	(13.150)				718.942	(13.150)
Entre 151 y 180 días	2.582	365.430	(104.802)				365.430	(104.802)
Entre 181 y 210 días	2.052	196.815	(50.567)				196.815	(50.567)
Entre 211 y 250 días	1.682	30.520	(5.263)				30.520	(5.263)
Más de 250 días	25.420	330.514	(330.514)				330.514	(330.514)
Sub total vencidos	226.200	6.669.571	(578.688)	1.018	39.856	0	6.709.427	(578.688)
Total	325.405	31.664.752	(578.688)	6.118	170.376	0	31.835.128	(578.688)

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

30-09-2020								
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\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	227	1.114.594					1.114.594	0
Sub total por vencer	227	1.114.594	0	0	0	0	1.114.594	0
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	23	166.017					166.017	0
Entre 31 y 60 días	82	31.927					31.927	0
Entre 61 y 90 días	4	18.794					18.794	0
Entre 91 y 120 días	2	2.273					2.273	0
Entre 121 y 150 días	3	1.331					1.331	0
Entre 151 y 180 días	2	785					785	0
Entre 181 y 210 días							0	0
Entre 211 y 250 días	7	38.601	(38.601)				38.601	(38.601)
Más de 250 días	68	80.659	(80.659)				80.659	(80.659)
Sub total vencidos	191	340.387	(119.260)	0	0	0	340.387	(119.260)
Total	418	1.454.981	(119.260)	0	0	0	1.454.981	(119.260)

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\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	248	1.401.545					1.401.545	0
Sub total por vencer	248	1.401.545	0	0	0	0	1.401.545	0
Vencidos (3)								
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)
Sub total vencidos	158	638.737	(95.424)	0	0	0	638.737	(95.424)
Total	406	2.040.282	(95.424)	0	0	0	2.040.282	(95.424)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-09-2020				
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.	25.094	1.944.128	6.229	26.825.379
Total	25.094	1.944.128	6.229	26.825.379

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
Total	19.307	2.496.851	7.022	25.480.053

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de septiembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
Provisión cartera no repactada	30.381.602	9.933.206	11.800.882	3.567.080
Provisión cartera repactada	897.725	4.442	(177.991)	
Total	31.279.327	9.937.648	11.622.891	3.567.080

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de septiembre de 2020 y 2019 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones		Operaciones	
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	27.134.293	1.296.199.606	9.416.451	418.053.737
Ventas de energía eléctrica Argentina	2.272.020	78.189.632	720.000	21.750.740
Ventas de servicios	1.351	6.879.218	648	2.427.837
Total	29.407.664	1.381.268.456	10.137.099	442.232.314

Segmentos de ventas	Operaciones		Operaciones	
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica Chile	26.685.401	1.257.866.983	8.866.286	425.290.083
Ventas de energía eléctrica Argentina	2.301.708	72.906.793	759.188	24.127.704
Ventas de servicios	2.717	22.050.804	574	4.521.649
Total	28.989.826	1.352.824.580	9.626.048	453.939.436

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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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	
							30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Dividendos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	CL \$	520.769			
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 \$	253.882	173.684		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	9			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	31.299	49.873		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	21.595			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	93.643	91.947		
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	4.143			
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	16.720			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	943.312	328.847		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Arriendo de Propiedades y servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	550.950	686.576		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$		1.663.093		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	41.025	441		
TOTALES							2.477.347	3.012.174	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de septiembre 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	
							30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	135.472			
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	6.050			
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de impuestos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR\$	7.300			
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$		3.628		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista Subsidiaria	CL \$		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		
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 \$	1.721.428	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 \$	22.775	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	Cuenta corriente mercantil	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.728.739			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.350.930	2.140.186		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		701.432		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	8.101	8		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	733.915			
TOTALES							6.714.710	47.663.392	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2020 30-09-2020		01-01-2019 30-09-2019		01-07-2020 30-09-2020		01-07-2019 30-09-2019	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Naturgy Informática S.A.	España	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	860.375	(860.375)	815.574	(815.574)			645.763	(645.763)
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	AR \$	138.801	(138.801)			136.425	(136.425)		
0-E	Gasmarket S. A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	AR \$	6.200	(6.200)			6.200	(6.200)		
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de impuestos	AR \$	7.483	(7.483)			7.483	(7.483)		
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$			531	531			531	531
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			970	970				
59.220.550-5	Naturgy Inversiones Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	2.035	2.035	535	535	647	647		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	31.294	(31.294)	40.890	(40.890)			15.047	(15.047)
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	681	681			244	244		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	5.521.266	(5.521.266)	5.404.828	(5.404.828)	1.914.598	(1.914.598)	1.691.207	(1.691.207)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.740	1.740	1.687	1.687	582	582	567	567
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	6.422	(6.422)	7.988	(7.988)	1.831	(1.831)	2.536	(2.536)
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$			652	652			32	32
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	209.560	209.560	288.843	288.843	52.591	52.591	76.918	76.918
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos	CL \$			28.729				673	
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	23.286	23.286	37.207	37.207	7.501	7.501	4.798	4.798
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	75.765	75.765	47.531	47.531	25.251	25.251	16.491	16.491
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	26.302	26.302	13.446	13.446	26.302	26.302	390	390
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	11.044	11.044	6.278	6.278	3.347	3.347	3.869	3.869
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 \$			2.068	2.068				
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			902	902				
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	4.697	4.697	546	546	694	694	0	0
76.524.282-7	Global Power Generation SpA	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$			483	483			483	483
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	20.604	20.604	15.590	15.590	6.884	6.884	6.718	6.718
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	107.133	(107.133)	77.861	(77.861)			38.904	(38.904)
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	1.225	1.225	506	506	80	80		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Servicio construcción y cierre de obra	CL \$	1.485.672	0			495.000			
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Asesorías profesionales	CL \$	5.151.638	(5.151.638)			2.151.830	(2.151.830)		
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 \$	4.977	(4.977)			1.957	(1.957)		
77.074.004-5	Lean Grids Service Chile SpA	Chile	Matriz Común	Reembolso de gastos	CL \$	8.161	(8.161)			8.161	(8.161)		
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	574.243	574.243	452.012	452.012	574.243	574.243	90.088	90.088
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por arriendo de propiedades	CL \$	217.592	217.592	180.182	180.182	66.947	66.947	24.579	24.579
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	307.197	307.197	257.756	257.756	99.310	99.310	87.868	87.868
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	12.550	12.550	200.495	200.495	288	288	22.681	22.681
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	636	(636)			635	(635)	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CL \$	203.768	(203.768)	245.044	(245.044)	14.853	(14.853)	35.400	(35.400)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por construcción de redes eléctricas	CL \$			9.798	9.798				
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	29.135	29.135	35.822	35.822	9.549	9.549	12.341	12.341
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$			42	42				

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 período 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 Rabadán

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.

En Sesión de Directorio de fecha 31 de agosto de 2020 los Directores Carlos J. Alvarez Fernández y María del Valle Higuera Rabadán presentaron su renuncia al cargo de Director de la Sociedad. El Directorio acordó por unanimidad designar como Directores de la Sociedad a Don Ramón Trepát Font y a Don José Luis Gil Sánchez. Asimismo el Directorio acordó designar como Vicepresidente a Doña Rita Ruiz de Alda Iparraguirre.

En consecuencia el Directorio ha quedado integrado por:

Antonio Gallart Gabás
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre
Luis Zarauza Quiros
Ramón Trepát Font
José Luis Gil Sánchez.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2020 30-09-2020	01-01-2019 30-09-2019	01-07-2020 30-09-2020	01-07-2019 30-09-2019
		Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$	Dieta directorío M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente	22.952	31.823	3.291	9.633
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	17.494	19.106	4.387	6.421
Luis Zarauza Quiros	Director	15.301	19.106	2.194	6.421
María del Valle Higuera Rabadan	Director		19.106		6.421
Rita Ruiz de Alda Iparraguirre	Director		19.106		6.421
Totales		55.747	108.247	9.872	35.317

Las remuneraciones correspondientes a Remuneraciones del Directorio y Comité de Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 64.278 al 30 de septiembre de 2020 y M\$ 53.155 al 30 de septiembre de 2019.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad ascienden a M\$ 5.728.850 al 30 de septiembre de 2020 (M\$ 7.094.653 al 30 de septiembre de 2019).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias ascienden a M\$ 1.589.714 al 30 de septiembre de 2020 (M\$ 1.413.856 al 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Materias primas.	2.598.028	2.363.832		
Productos en proceso.	196.942	283.710		
Mercaderías para la venta.	1.516.453	1.947.761		
Suministros para la producción.	3.817.687	2.931.577		
Suministros para mantención.	359.700	295.782		
Mercaderías en tránsito.	75.391	349.726		
Provisión de deterioro.	(545.394)	(574.739)		
Total	8.018.807	7.597.649	0	0

Al 30 de septiembre 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 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	29.345	72.830	33.833	80.432
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	4.510.590	3.976.652	1.256.666	1.398.913

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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	19.897.786	38.059.795		
Rebajas al impuesto.		25.000		
Créditos al impuesto.	91.549	394.631		
Subtotal activos por impuestos	19.989.335	38.479.426	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(5.021.283)	(11.031.227)		
Subtotal pasivos por impuestos	(5.021.283)	(11.031.227)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	14.968.052	27.448.199	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Gastos pagados por anticipado.	16.410.830	7.308.724		
Boletas en garantía.	28.300	28.264		
Otros activos	350.512	333.531	8.280	8.280
Total	16.789.642	7.670.519	8.280	8.280

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 MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de septiembre 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\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 30-09-2020 M\$
Inversiones en sociedades con control conjunto.	29.316.552		2.363.376	(22.031)	(531.599)	101.246		31.227.544
Total	29.316.552	0	2.363.376	(22.031)	(531.599)	101.246	0	31.227.544

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\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta 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
Total	9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	0	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552

13.2.- Sociedades con control conjunto.

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

Al 30 de septiembre 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\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta Inversión M\$	Saldo al 30-09-2020 M\$
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	25.662.605		2.033.330		(531.599)	47.809		27.212.145
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	1.372.054		112.887	(22.031)		16.642		1.479.552
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	2.281.893		217.159			36.795		2.535.847
Total					29.316.552	0	2.363.376	(22.031)	(531.599)	101.246	0	31.227.544

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\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Venta 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
Total					9.782.703	27.999.200	5.334.075	(2.326.520)	0	(3.985.988)	(7.486.918)	29.316.552

(*) 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 30 de septiembre de 2019 el monto asciende a M\$ 1.113.448.

13.2.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Al 30 de septiembre de 2020.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	30-09-2020													
		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%	1.224.961	46.087.398	47.312.359	1.088.118		1.088.118	46.224.241		4.066.662	4.066.662		4.066.662	4.066.662	
Gasnor S.A.	2,60000%	31.296.359	41.743.452	73.039.811	24.487.472	34.411	24.521.883	48.517.928	64.457.218	(60.115.405)	4.341.813		4.341.813	4.341.813	
Gasmarket S.A.	50,00000%	5.826.106	444.386	6.270.492	3.563.323		3.563.323	2.707.169	4.281.530	(3.847.212)	434.318		434.318	434.318	

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%			0			0	0		1.988.449	1.988.449		1.988.449	1.988.449	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	0,00000%			0			0	0	97.349.951	(94.845.680)	2.504.271		2.504.271	2.504.271	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	0,00000%			0			0	0		(212.741)	(212.741)		(212.741)	(212.741)	
Gascart S.A.	50,00000%	665.886	40.345.887	41.011.773	16		16	41.011.757	16.726.213	16.726.213	16.726.213		16.726.213	16.726.213	
Gasnor S.A.	2,60000%	40.096.007	40.441.116	80.537.123	37.719.755	52.889	37.772.644	42.764.479	66.164.481	(47.545.805)	18.618.676		18.618.676	18.618.676	
Gasmarket S.A.	50,00000%	9.192.360	385.707	9.578.067	7.812.710		7.812.710	1.765.357	4.453.467	(3.771.303)	682.164		682.164	682.164	

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

Al 30 de septiembre de 2020.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	30-09-2020						
	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.	121				197.221		4.061.926
Gasnor S.A.	1.064.292	162.926			2.666.594		2.592.284
Gasmarket S.A.	61.190				209.204		(222.437)

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.	1.292.104			(2.483.422)	181.849		(129.050)
Gasnor S.A.	5.210.427	654.047	33.438	(2.483.422)	4.151.146		(1.688.843)
Gasmarket S.A.	170.265			(204.698)	3.305.072	(1.325.509)	(552.249)

13.3.- Inversiones en subsidiarias.

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

Al 30 de septiembre de 2020.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	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\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30-09-2020 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	61.627.247		2.808.746	(2.212.728)				(90.575)	62.132.690	(2.330)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	11.336.253		7.409.139					827.262	19.572.654	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	11.158.946		(274.878)					(97.860)	10.786.208	
Total					84.122.446	0	9.943.007	(2.212.728)	0	0	0	638.827	92.491.552	(2.330)

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 01-01-2019 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferencia por división o fusión social M\$	Venta Inversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2019 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras 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	
Total					143.710.455	8.000.208	(18.877.527)	(2.702.068)	38.346.806	(27.553.769)	(56.738.374)	(63.285)	84.122.446	(2.165)

13.3.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Al 30 de septiembre de 2020.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-09-2020													
		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%	18.895.830	132.906.402	151.802.232	14.228.757	32.721.523	46.950.280	104.851.952	32.667.207	(20.561.506)	(7.032.852)	5.072.849	2.811.714	4.908.320	2.721.045
CGE Argentina S.A.	99,99164%	38.964.736	44.651.724	83.616.460	49.388.954	14.540.920	63.929.874	19.686.586	78.189.632	(48.897.597)	(21.776.019)	7.516.016	7.409.759	8.336.001	8.237.068
Transformadores Tusan S.A.	99,07000%	6.092.551	7.693.297	13.785.848	1.033.072	1.244.076	2.277.148	11.508.700	6.879.218	(5.630.984)	(1.548.496)	(300.262)	(277.458)	(399.040)	(376.236)

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.	99,07000%	20.031.985	126.908.381	146.940.366	7.960.162	35.570.690	43.530.852	103.409.514	41.638.817	(27.075.882)	(8.112.781)	6.450.154	3.559.532	6.560.896	3.620.560
Transemel S.A.	0,00000%			0			0	0			3.720.806	3.720.806	3.720.806	3.720.806	
CGE Argentina S.A.	0,00000%	38.404.012	42.530.279	80.934.291	68.285.392	1.298.313	69.583.705	11.350.586	104.218.646	(77.009.034)	(48.585.659)	(21.376.047)	(21.366.228)	(23.543.805)	(23.524.601)
Transformadores Tusan S.A.	0,00000%	7.714.488	7.854.398	15.568.886	1.935.178	1.718.851	3.654.029	11.914.857	8.916.954	(7.076.215)	(2.354.161)	(513.422)	(549.699)	(638.839)	(675.116)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	0,00000%			0			0	0	16.086.854	(10.578.295)	(9.725.317)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)	(4.216.758)

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALÍA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-09-2020		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	71.451.405	(55.046.346)	16.405.059
Otros activos intangibles identificables.	853.633.033	2.922.837	856.555.870
Total	925.084.438	(52.123.509)	872.960.929

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
Total	917.271.528	(46.684.406)	870.587.122

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 se encuentra en nota 14.1.1.

La amortización acumulada al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 alcanza a M\$ 52.123.509 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-09-2020			
	Costos de desarrollo, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	0	16.636.101	853.951.021	870.587.122
Adiciones.		3.729.695	2.685.734	6.415.429
Amortización.		(5.453.808)	(252.357)	(5.706.165)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(2.023.525)	(2.023.525)
Otros incrementos (disminuciones).		1.493.071	2.194.997	3.688.068
Cambios, total	0	(231.042)	2.604.849	2.373.807
Saldo final al 30 de septiembre de 2020	0	16.405.059	856.555.870	872.960.929

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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	12.235.284	10.518.052	872.464.031	895.217.367
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)
Cambios, total	(12.235.284)	6.118.049	(18.513.010)	(24.630.245)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	0	16.636.101	853.951.021	870.587.122

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-09-2020	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	687.232.309	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	15.935.831	37
Servidumbres.	153.315.709	Indefinida
Servidumbres.	72.021	Definida
Total	856.555.870	

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
Total	853.951.021	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 30 de septiembre 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 30-09-2020		01-01-2019 30-09-2019		01-07-2020 30-09-2020		01-07-2019 30-09-2019	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.	1.841	248.693	4.771.210	302.232	614	69.828	691.152	56.648
Gastos de administración.	5.451.967	3.664	700.314	971.801	1.521.754	1.222	481.290	967.183
Total	5.453.808	252.357	5.471.524	1.274.033	1.522.368	71.050	1.172.442	1.023.831

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 30 de septiembre 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 30-09-2020
					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)	272.695	(1.273.264)
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(4.741.767)		(4.741.767)		(4.741.767)
Totales					224.570.636	(3.282.362)	221.288.274	272.695	221.560.969

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 INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo Inicial	8.402.041	9.831.059
Adiciones, propiedades de inversión.		453.141
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(358.534)	(41.167)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		(1.840.992)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(358.534)	(1.429.018)
Total	8.043.507	8.402.041

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.043.507	8.402.041
Total	8.043.507	8.402.041

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	848.921	791.235	265.447	271.042

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de Compañía General de Electricidad S.A.

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	60
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de septiembre 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	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcciones en curso.	145.251.618	125.123.545
Terrenos.	84.423.003	84.486.176
Edificios.	33.032.933	34.455.769
Planta y equipos.	1.616.504.435	1.594.069.110
Subestaciones de poder.	387.280.618	395.551.795
Líneas de transporte energía.	250.788.867	203.235.152
Subestaciones de distribución.	125.225.992	125.007.054
Líneas y redes de media y baja tensión.	801.560.293	816.606.217
Maquinas y equipos de generación.	24.293.761	26.847.851
Medidores.	27.354.904	26.821.041
Equipamiento de tecnología de la información	6.510.097	8.593.794
Instalaciones fijas y accesorios	51.445.459	53.010.077
Equipos de comunicaciones.	547.382	664.100
Herramientas.	9.717.587	7.630.509
Muebles y útiles.	1.005.214	1.241.911
Instalaciones y accesorios diversos.	40.175.276	43.473.557
Vehículos de motor.	1.903.735	4.031.709
Mejoras de bienes arrendados.	2.459.073	2.459.073
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.501.166	1.507.054
Repuestos	16.932.615	19.901.844
Total	1.959.964.134	1.927.638.151

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcciones en curso.	145.251.618	125.123.545
Terrenos.	84.423.003	84.486.176
Edificios.	58.708.563	59.167.684
Planta y equipos.	2.257.040.846	2.197.142.922
Subestaciones de poder.	522.939.457	519.670.889
Lineas de transporte energía.	326.508.775	272.405.822
Subestaciones de distribución.	173.332.337	170.940.369
Lineas y redes de media y baja tensión.	1.107.309.749	1.109.888.793
Maquinas y equipos de generación.	68.027.140	67.612.011
Medidores.	58.923.388	56.625.038
Equipamiento de tecnología de la información	27.900.025	26.961.395
Instalaciones fijas y accesorios	88.826.160	86.906.394
Equipos de comunicaciones.	5.659.153	5.653.676
Herramientas.	24.563.677	20.983.805
Muebles y útiles.	8.399.762	8.336.515
Instalaciones y accesorios diversos.	50.203.568	51.932.398
Vehículos de motor.	7.839.733	11.465.047
Mejoras de bienes arrendados.	5.813.516	5.813.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.501.166	1.507.054
Repuestos	18.292.008	21.239.731
Total	2.695.596.638	2.619.813.464

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Edificios.	25.675.630	24.711.915
Planta y equipos.	640.536.411	603.073.812
Subestaciones de poder.	135.658.839	124.119.094
Lineas de transporte energía.	75.719.908	69.170.670
Subestaciones de distribución.	48.106.345	45.933.315
Líneas y redes de media y baja tensión.	305.749.456	293.282.576
Maquinas y equipos de generación.	43.733.379	40.764.160
Medidores.	31.568.484	29.803.997
Equipamiento de tecnología de la información	21.389.928	18.367.601
Instalaciones fijas y accesorios	37.380.701	33.896.317
Equipos de comunicaciones.	5.111.771	4.989.576
Herramientas.	14.846.090	13.353.296
Muebles y útiles.	7.394.548	7.094.604
Instalaciones y accesorios diversos.	10.028.292	8.458.841
Vehículos de motor.	5.935.998	7.433.338
Mejoras de bienes arrendados.	3.354.443	3.354.443
Repuestos	1.359.393	1.337.887
Total	735.632.504	692.175.313

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

Movimiento al 30 de septiembre 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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020		125.123.545	84.486.176	34.455.769	1.594.069.110	8.593.794	53.010.077	4.031.709	2.459.073	1.507.054	19.901.844	1.927.638.151
Cambios	Adiciones.	94.495.249			(828.518)	324.732	41.456					94.032.919
	Desapropiaciones		(63.173)	(40.608)	(17.584)	(698)	(666.875)	(1.415.764)				(2.204.702)
	Retiros.				(1.972.054)		(5.396)					(1.977.450)
	Gasto por depreciación.			(1.002.532)	(46.944.878)	(3.026.246)	(3.077.644)	(755.771)			(21.506)	(54.828.577)
	Otros incrementos (decrementos).	(74.367.176)		(379.696)	72.198.359	618.515	2.143.841	43.561		(5.888)	(2.947.723)	(2.696.207)
Total cambios	20.128.073	(63.173)	(1.422.836)	22.435.325	(2.083.697)	(1.564.618)	(2.127.974)	0	(5.888)	(2.969.229)	32.325.983	
Saldo final al 30 de septiembre de 2020		145.251.618	84.423.003	33.032.933	1.616.504.435	6.510.097	51.445.459	1.903.735	2.459.073	1.501.166	16.932.615	1.959.964.134

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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019		365.342.139	87.423.226	35.931.082	1.440.947.778	3.531.418	11.654.370	4.994.694	2.588.233	1.525.745	19.513.337	1.973.452.022
Cambios	Adiciones.	101.426.372		2.586	(6.151.100)	61.421	38.788	154.380		526.159	1.993.717	98.052.323
	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)	(187.523)	(193.441)	(68.920.084)
	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
Total cambios	(240.218.594)	(2.937.050)	(1.475.313)	153.121.332	5.062.376	41.355.707	(962.985)	(129.160)	(129.160)	(18.691)	388.507	(45.813.871)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		125.123.545	84.486.176	34.455.769	1.594.069.110	8.593.794	53.010.077	4.031.709	2.459.073	1.507.054	19.901.844	1.927.638.151

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

Compañía General de Electricidad S.A., ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

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

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	1.977.450	11.362.922
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	94.495.249	101.426.372

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de septiembre 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 realiza de acuerdo a NIC 16 y los requerimientos de la autoridad regulatoria, siendo revisado este último proceso por auditores independientes. En el caso de la tasación de los terrenos y edificios de la Sociedad, se contratan 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.

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 30 de septiembre de 2020 luego de su depreciación y retiros por bajas alcanza a M\$ 143.810.331.

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	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Terrenos.	58.105.238	58.146.121
Edificios.	34.621.190	36.006.579
Planta y equipos.	1.497.423.612	1.470.035.751
Total	1.590.150.040	1.564.188.451

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el período terminado al 30 de septiembre 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	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	148.822.604	158.696.216
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(336.505)	(1.433.205)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(1.809.295)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(4.675.768)	(6.631.112)
Movimiento del ejercicio	(5.012.273)	(9.873.612)
Total	143.810.331	148.822.604

Propiedades, planta y equipo, revaluación	30-09-2020			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.	84.423.003	58.105.238	26.317.765	84.486.176	58.146.121	26.340.055
Edificios.	33.032.933	34.621.190	(1.588.257)	34.455.769	36.006.579	(1.550.810)
Planta y equipos.	1.616.504.435	1.497.423.612	119.080.823	1.594.069.110	1.470.035.751	124.033.359
Total	1.733.960.371	1.590.150.040	143.810.331	1.713.011.055	1.564.188.451	148.822.604

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	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Construcción en curso.	145.251.618	125.123.545
Equipamiento de tecnologías de la información.	6.510.097	8.593.794
Instalaciones fijas y accesorios.	51.445.459	53.010.077
Vehículos de motor.	1.903.735	4.031.709
Otras propiedades, planta y equipos.	3.960.239	3.966.127
Repuestos	16.932.615	19.901.844
Total	226.003.763	214.627.096

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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30-09-2020					01-07-2020 30-09-2020				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				(32.349.738)	(32.349.738)				(12.085.137)	(12.085.137)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				1.070.411	1.070.411				462.246	462.246

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2019 30-09-2019					01-07-2019 30-09-2019				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos por derechos de uso	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				(10.684.243)	(10.684.243)				(3.878.968)	(3.878.968)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo				746.595	746.595				311.888	311.888

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de septiembre 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 30-09-2020				01-07-2020 30-09-2020			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(30.091.071)	(2.234.831)	(23.836)	(32.349.738)	(10.916.764)	(1.168.373)		(12.085.137)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		1.070.411		1.070.411		462.246		462.246

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2019 30-09-2019				01-07-2019 30-09-2019			
	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total	Eléctrico Chile	Eléctrico Argentina	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(9.493.927)	(1.190.316)		(10.684.243)	(3.529.783)	(349.185)		(3.878.968)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		589.195	157.400	746.595		159.488	152.400	311.888

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-09-2020		31-12-2019	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	221.560.969	221.560.969	221.288.274	221.288.274
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	840.548.018	840.548.018	837.469.273	837.469.273

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a intangibles.	1.325.147	1.126.357
Relativos a ingresos anticipados	8.563.390	9.275.707
Relativos a provisiones.	5.240.243	6.540.148
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.851.874	10.070.561
Relativos a pérdidas fiscales.	14.341.283	76.445
Relativos a cuentas por cobrar.	30.679.743	26.328.087
Relativos a los inventarios.	4.326.340	4.055.105
Relativos a contratos de leasing.	2.356.019	2.015.741
Concesiones IFRIC 12	896.843	798.104
Relativos a otros.	868.790	370.301
Total	78.449.672	60.656.556

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. Compañía General de Electricidad S.A. estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

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

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	102.308.485	78.543.765
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	41.192.765	42.581.210
Relativos a intangibles.	121.179.280	122.151.023
Relativos a acumulaciones (o devengos).		711.917
Relativos a cuentas por cobrar.	1.128.414	408.944
Relativos a contratos de leasing.	523.668	596.862
Relativos a otros.	30.214	24.115
Relativos a propiedades de inversión.	246.272	246.272
Total	266.609.098	245.264.108

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	60.656.556	69.786.684
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	18.096.056	(8.455.683)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(148.021)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(302.940)	(526.424)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	17.793.116	(9.130.128)
Total	78.449.672	60.656.556

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial	245.264.108	219.249.445
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	21.136.739	32.297.394
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, otras provisiones		(6.847.270)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	208.251	564.539
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	21.344.990	26.014.663
Total	266.609.098	245.264.108

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	30-09-2020			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.	78.449.672	(76.852.220)	1.597.452	60.656.556	(58.900.350)	1.756.206
Pasivos por impuestos diferidos.	(266.609.098)	76.852.220	(189.756.878)	(245.264.108)	58.900.350	(186.363.758)
Total	(188.159.426)	0	(188.159.426)	(184.607.552)	0	(184.607.552)

20.- OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-09-2020		31-12-2019	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	206.924.562	621.690.235	105.186.145	542.623.599
Préstamos bancarios.	AR \$	1.986.643		5.866.577	577.127
Total préstamos bancarios		208.911.205	621.690.235	111.052.722	543.200.726
Obligaciones con el público (bonos)	UF	12.738.877	685.093.050	14.992.374	568.283.667
Pasivos de cobertura (Nota 7.1)	UF	1.891.660		1.989.786	
Pasivos de cobertura		1.891.660	0	1.989.786	0
Total		223.541.742	1.306.783.285	128.034.882	1.111.484.393

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

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

Saldos al 30 de septiembre 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	30-09-2020	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	30-09-2020				
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	0,97%	0,95%	Sin Garantía						84.444	84.444					49.976.474	49.976.474		
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,30%	5,30%	Sin Garantía						15.079.500	15.079.500						0	0	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,98%	4,98%	Sin Garantía							260.067	260.067			20.000.000		20.000.000	20.000.000	
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	1,76%	1,76%	Sin Garantía	415.363													0	0
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,80%	5,66%	Sin Garantía		542.417												25.542.417	25.542.417
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	5,92%	5,85%	Sin Garantía												14.979.949		14.979.949	14.979.949
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al Vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía														216.696	216.696
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	2,58%	2,58%	Sin Garantía														11.090	11.090
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía			198.972					30.950.084						198.972	198.972
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	0,94%	0,91%	Sin Garantía														20.854	20.854
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía														20.088.083	20.088.083
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,30%	3,20%	Sin Garantía														31.635	31.635
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	5,70%	5,66%	Sin Garantía														542.417	542.417
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,91%	5,85%	Sin Garantía														224.250	224.250
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,90%	4,90%	Sin Garantía														77.035	77.035
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpbanca	CL \$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía														8.918.142	8.918.142
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,45%	4,45%	Sin Garantía														12.916.341	12.916.341
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,15%	4,15%	Sin Garantía														4.016.600	4.016.600
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía														73.777	73.777
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,95%	4,95%	Sin Garantía														77.611	77.611
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
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	0,84%	0,82%	Sin Garantía			583.100				44.844.137							100.450	100.450
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	0,67%	0,67%	Sin Garantía														8.904	8.904
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	0,84%	0,84%	Sin Garantía				49.700	15.000.000									15.049.700	15.049.700
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	0,62%	0,62%	Sin Garantía				18.772	10.000.000									10.018.772	10.018.772
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	0,69%	0,65%	Sin Garantía														9.356	9.356
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	0,76%	0,76%	Sin Garantía														53.622	53.622
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al vencimiento	3,90%	3,90%	Sin Garantía														171.808	171.808
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	1,09%	1,05%	Sin Garantía														63.802	63.802
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	China Construction Bank Agencia en Chile	CL \$	Al vencimiento	0,90%	0,87%	Sin Garantía														37.760	37.760
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	0,63%	0,60%	Sin Garantía														5.000	5.000
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Bice	CL \$	Al vencimiento	4,40%	3,50%	Sin Garantía														12.833	12.833
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,01%	2,70%	Sin Garantía														18.975	18.975
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía														20.778	20.778
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,60%	3,40%	Sin Garantía														17.662	17.662
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,03%	5,01%	Sin Garantía														14.612	14.612
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	2,05%	2,05%	Sin Garantía														257.674	257.674
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	2,05%	2,05%	Sin Garantía														206.139	206.139
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL \$	Al vencimiento	3,93%	3,93%	Sin Garantía														275.100	275.100
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	BTG Pactual Chile	CL \$	Al vencimiento	3,93%	3,93%	Sin Garantía														183.400	183.400
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	2,51%	2,51%	Sin Garantía														266.688	266.688
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía														369.894	369.894
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	2,41%	2,41%	Sin Garantía														1.928	1.928
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,26%	4,26%	Sin Garantía														1.267.796	1.267.796
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,38%	4,38%	Sin Garantía														1.006.850	1.006.850
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	2,55%	2,55%	Sin Garantía														4.031	4.031
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,32%	4,32%	Sin Garantía														2.237.224	2.237.224
Chile	88.221.200-9	Edelmag S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,85%	3,85%	Sin Garantía														1.529.035	1.529.035
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	36,13%	36,13%	Sin Garantía														1.402	7.405
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	36,06%	36,06%	Sin Garantía														1.539	12.890
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	36,73%	36,73%	Sin Garantía														20.513	122.475
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	PATAGONIA XXVII	AR \$	Mensual	40,00%	40,00%	Sin Garantía														16.333	92.035
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	AR \$	Mensual	52,49%	52,49%	Sin Garantía														21.242	123.091
Argentina	O-E	Energía San Juan S.A.	SINDICADO VII	AR \$	Mensual	50,10%	50,10%	Sin Garantía														12.556	120.369
Chile		Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual																	0	0
Totales									2.409.471	1.521.243	4.060.529	200.919.962	208.911.205	207.937.938	345.674.564	20.046.668	47.553.522	477.543	11.711.247	621.690.235			

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 Corpanca	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 Corpanca	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		30.950.084					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
Chile	76.411.321-7	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Itaú Corpanca	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 Corpanca	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 Corpanca	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 Corpanca	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
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	619.795							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía	1.196	16.170		48.508	65.874							0
Argentina		Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	56,67%	56,67%	Sin Garantía	1.350	12.324		36.973	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		60.187	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	1.002.916	279.556						279.556
Argentina		Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	AR \$	Mensual	80,71%	80,71%	Sin Garantía	87.212	276.250		828.750	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		1.745.482	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 30 de septiembre 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	30-09-2020	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	30-09-2020
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		1.005.956	1.005.956			13.160.804	26.321.608	117.535.434		157.017.846
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento		146.497	146.497					14.163.014		14.163.014
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	751.827		751.827						57.120.573	57.120.573
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		9.370.995	9.370.995	8.222.059	8.222.059	8.222.059	8.222.059	49.529.380		82.417.616
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	A partir del 03-2032		12.097	12.097						114.235.464	114.235.464
916	BCGEI-M	2.000.000	UF	1,95%	2,21%	01-12-2025	Chile	Semestral	A partir del 06-2023	371.403		371.403			19.180.746	28.446.881	9.266.135		56.893.762
917	BCGEI-N	3.000.000	UF	2,85%	2,90%	01-12-2041	Chile	Semestral	A partir del 06-2035	812.432		812.432						85.600.221	85.600.221
916	BCGEI-P	2.000.000	UF	1,20%	1,02%	20-06-2025	Chile	Semestral	Al Vencimiento	193.314		193.314			57.926.010				57.926.010
917	BCGEI-Q	2.000.000	UF	1,70%	1,29%	20-06-2030	Chile	Semestral	Al Vencimiento		74.356	74.356					59.718.544		59.718.544
Totales										2.128.976	10.609.901	12.738.877	8.222.059	8.222.059	40.563.609	120.916.558	250.212.507	256.956.258	685.093.050

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

Con fechas 31 de julio de 2020 y 3 de septiembre de 2020, Compañía General de Electricidad S.A. colocó los siguientes bonos:

- Bono Serie P por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 5 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,20% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializada al portador registrada bajo el N°916 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.
- Bono Serie Q por un monto de 2.000.000 unidades de fomento, a 10 años plazo, con una tasa de interés de emisión de 1,70% anual con cargo a la Línea de Bonos Desmaterializados al portador registrada bajo el N°917 del Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, con fecha 14 de noviembre de 2018.

La colocación de los bonos series P y Q se efectuó a tasas de 1,00% y 1,25% anual, respectivamente, con lo cual se recaudó el equivalente al 100,1% y 100,4% de su valor par respectivamente, recaudando en total M\$117.882.217. El destino de los fondos provenientes de las colocaciones es refinanciar pasivos financieros de corto plazo.

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

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	117.056.398	116.119.598	293.405.804	144.334.598
Retenciones.	13.819.725	16.663.609		
Dividendos por pagar.	1.266.762	1.826.962		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	7.721.081	9.554.328		
Proveedores no energéticos.	45.242.736	71.710.139		
Proveedores de importación.	46.525	513.949		
Acreedores varios.	8.929.272	7.560.700		
Otros.	827.344	248.170	200.053	200.053
Total	194.909.843	224.197.455	293.605.857	144.534.651

(*) Ver Nota N° 4.5.

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

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores no energéticos con saldos pendientes de pago son Tecnet S.A., Ezentis Energía SpA, Bureau Veritas Chile S.A., Seguridad, Informática y Telecomunicaciones Ltda y Quanta Services Chile 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\$ 1.873.851.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Vacaciones del personal.	5.935.331	5.901.292		
Bonificaciones de feriados	376.304	246.670		
Participación sobre resultados.	1.205.431	3.406.366		
Aguinaldos.	204.015			
Total	7.721.081	9.554.328	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$
Hasta 30 días	9.610.660	145.889.661	20.713.847	176.214.168
Entre 31 y 60 días	6.368.258	10.617	8.446.734	14.825.609
Entre 61 y 90 días	285	2.333	66.555	69.173
Entre 91 y 120 días			674.151	674.151
Entre 121 y 365 días			339.088	339.088
Más de 365 días		12.977.573	280.628.284	293.605.857
Total	15.979.203	158.880.184	310.868.659	485.728.046

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$	30-09-2020 M\$
Hasta 30 días	370.611	1.423.921	472.743	2.267.275
Entre 31 y 60 días	172.167	14.605	253.007	439.779
Entre 61 y 90 días	27.906	36.390	16.304	80.600
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	570.684	1.474.916	742.054	2.787.654

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
Total	27.854.252	304.943.985	33.492.982	366.291.219

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
Total	429.735	1.288.745	722.407	2.440.887

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	22.133.239	6.470.137	1.002.637	719.108
Participación en utilidades y bonos.	3.733.459	4.007.984		
Otras provisiones.	7.934.148	8.638.825		376
Total	33.800.846	19.116.946	1.002.637	719.484

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 30 de septiembre de 2020.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	30-09-2020 M\$
Saldo al 1 de enero de 2020	7.189.245	4.007.984	8.639.201	19.836.430
Provisiones adicionales.	17.366.939	7.024.311		24.391.250
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.902.035	231.227	(705.037)	1.428.225
Provisión utilizada.	(3.209.676)	(7.530.063)	(16)	(10.739.755)
Reversión de provisión no utilizada.	(115.048)			(115.048)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	2.381			2.381
Total cambio en provisiones	15.946.631	(274.525)	(705.053)	14.967.053
Saldo al 30 de septiembre de 2020	23.135.876	3.733.459	7.934.148	34.803.483

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\$
Saldo al 01 de enero de 2019	19.354.662	3.595.919	1.226.803	24.177.384
Provisiones adicionales.	3.557.227	4.823.393	7.477.425	15.858.045
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(421.097)	384.636	(65.027)	(101.488)
Provisión utilizada.	(14.966.212)	(4.795.964)		(19.762.176)
Reversión de provisión no utilizada.	(505.957)			(505.957)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	170.622			170.622
Total cambio en provisiones	(12.165.417)	412.065	7.412.398	(4.340.954)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	7.189.245	4.007.984	8.639.201	19.836.430

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre 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	
	30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020	31-12-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	146	1.257	14.745.273	14.396.271
Provisión premio de antigüedad.			693.790	648.821
Provisión beneficios post-jubilatorios.	345	2.961	18.415.430	17.664.447
Total	491	4.218	33.854.493	32.709.539

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020	31-12-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	14.397.528	16.582.507	648.821	1.001.629	17.667.408	14.088.249
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	2.797.174	916.199	37.801	67.294	97.841	78.537
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	480.716	741.236	18.068	36.906	337.014	984.220
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	652.475	(283.795)	(10.900)	(209.743)	856.156	3.937.619
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(61.132)	(88.321)			(144.041)	(208.106)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(3.521.342)	(3.470.298)		(247.265)	(398.603)	(1.213.111)
Total cambios en provisiones	347.891	(2.184.979)	44.969	(352.808)	748.367	3.579.159
Total	14.745.419	14.397.528	693.790	648.821	18.415.775	17.667.408

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020	31-12-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	14.745.419	14.397.528	693.790	648.821	18.415.775	17.667.408
Total	14.745.419	14.397.528	693.790	648.821	18.415.775	17.667.408

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	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-01-2020	01-01-2019	
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	2.797.174	673.382	37.801	50.146	97.841	104.910	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	480.716	602.489	18.068	29.961	337.014	853.214	Costos Financieros.
Total	3.277.890	1.275.871	55.869	80.107	434.855	958.124	

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.	-0,08%
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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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	3.951.480	(3.316.877)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos. (*)	16.495.114	17.312.466		
Aportes reembolsables.	660.873	664.794		
Garantías recibidas en efectivo.	2.015.323	2.115.763		
Total	19.171.310	20.093.023	0	0

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	16.495.114	17.312.466		
Total	16.495.114	17.312.466	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	17.312.466	15.211.413
Adiciones.	16.328.854	41.950.619
Imputación a resultados.	(17.146.206)	(39.849.566)
Total	16.495.114	17.312.466

25.- PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.

25.1.- Obligaciones por arrendamientos.

La Sociedad ha realizó 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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos	30-09-2020			31-12-2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 90 días	1.067.963	(117.447)	950.516	839.752	(96.824)	742.928
Más de 90 días hasta 1 año	3.086.361	(273.043)	2.813.318	2.285.088	(232.181)	2.052.907
Más de 1 año hasta 2 años	2.945.355	(210.238)	2.735.117	2.858.611	(178.881)	2.679.730
Más de 2 años hasta 3 años	872.504	(108.413)	764.091	1.838.587	(53.022)	1.785.565
Más de 3 años hasta 4 años	641.829	(72.504)	569.325	113.919	(7.845)	106.074
Más de 4 años hasta 5 años	574.399	(39.172)	535.227	84.806	(2.802)	82.004
Más de 5 años.	366.730	(8.334)	358.396	16.679	(180)	16.499
Total	9.555.141	(829.151)	8.725.990	8.037.442	(571.735)	7.465.707

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 30 de septiembre 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.- Activos por derecho de uso.

El detalle de los bienes arrendados 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 es el siguiente:

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento, neto	30-09-2020			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.	18.334	(5.590)	12.744	11.399	(8.711)	2.688
Edificio en arrendamiento.	7.505.887	(3.267.059)	4.238.828	7.244.074	(1.782.898)	5.461.176
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos.	314.544	(157.272)	157.272			0
Vehículos de motor, bajo arrendamiento.	5.485.631	(1.727.034)	3.758.597	3.466.038	(1.870.667)	1.595.371
Total	13.324.396	(5.156.955)	8.167.441	10.721.511	(3.662.276)	7.059.235

Los activos se deprecian en el plazo remanente de los contratos. La depreciación acumulada al 30 de septiembre de 2020 alcanzó a M\$5.156.955 (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 30 de septiembre de 2020 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019:

Movimiento año 2020	Terrenos	Edificios	Equipamiento de tecnologías de la información	Vehículos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	2.688	5.461.176	0	1.595.371	7.059.235
Adiciones.	13.938	335.386	314.544	3.147.920	3.811.788
Gasto por depreciación.	(3.882)	(1.557.734)	(157.272)	(984.694)	(2.703.582)
Saldo final al 30 de septiembre de 2020	12.744	4.238.828	157.272	3.758.597	8.167.441

Movimiento año 2019	Terrenos	Edificios	Equipamiento de tecnologías de la información	Vehículos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019					0
Adiciones.	11.399	6.743.507		3.512.017	10.266.923
Retiros.		(370.947)		(29.986)	(400.933)
Gasto por depreciación.	(8.711)	(911.384)		(1.886.660)	(2.806.755)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2.688	5.461.176	0	1.595.371	7.059.235

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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 asciende a M\$ 1.538.604.559.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de septiembre 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.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 15 de abril de 2020, se aprobó el pago del dividendo definitivo N° 9 de \$ 10,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2020, por un total de M\$ 20.198.969.

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 30 de septiembre de 2020 asciende a M\$ 104.663.198, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 4.109.937.

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 30 de septiembre de 2020 ascienden a M\$ (4.772.917). (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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Aplicación NIIF 9.	(6.488.993)	(6.488.993)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	196.872.834	137.190.034
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	11.315.659	7.205.722
Dividendos mínimos de acuerdo a política		(18.334.698)
Dividendos provisorios		(8.079.588)
Resultado del período o ejercicio	17.919.521	87.961.357
Total	219.619.021	199.453.834

26.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de septiembre 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	
			30-09-2020	31-12-2019	30-09-2020		31-12-2019	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	42.426.734	2.302.895	41.384.240	2.836.325
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	621.238	(22.804)	651.159	36.277
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	198.081	(47.710)	306.678	47.127
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	32.984	2.968	32.441	3.758
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	1.743	619	1.077	(1.786)
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	10	5	1	(1)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	0,93000%	0,93000%	101.253	(2.580)	104.752	(5.180)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	0,00000%	0,00064%				(27)
Total					43.382.043	2.233.393	42.480.348	2.916.493

26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al 30 de septiembre de 2020 no hay 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
Total			208	176	32

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 30 de septiembre de 2020.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-09-2020	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			17.919.521			2.233.393			20.152.914
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)			0	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)
Total movimientos del período o ejercicio	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)	0	0	0	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	825.803		825.803	(5.818)		(5.818)	819.985	0	819.985
Total movimientos del período o ejercicio	825.803	0	825.803	(5.818)	0	(5.818)	819.985	0	819.985
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.363.866)	368.244	(995.622)	(102.308)	27.623	(74.685)	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.363.866)	368.244	(995.622)	(102.308)	27.623	(74.685)	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)
Total resultado integral			13.634.008			2.152.890			15.786.898

Movimientos al 30 de septiembre de 2019.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-09-2019	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			21.364.952			1.913.196			23.278.148
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	1.613.525	(435.652)	1.177.873			0	1.613.525	(435.652)	1.177.873
Total movimientos del período o ejercicio	1.613.525	(435.652)	1.177.873	0	0	0	1.613.525	(435.652)	1.177.873
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	844.817		844.817	(432.788)		(432.788)	412.029	0	412.029
Total movimientos del período o ejercicio	844.817	0	844.817	(432.788)	0	(432.788)	412.029	0	412.029
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(4.200.718)	1.134.194	(3.066.524)	1.119.166	(302.175)	816.991	(3.081.552)	832.019	(2.249.533)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.200.718)	1.134.194	(3.066.524)	1.119.166	(302.175)	816.991	(3.081.552)	832.019	(2.249.533)
Total resultado integral			20.321.118			2.297.399			22.618.517

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
Ventas	1.332.562.931	1.264.702.718	427.000.592	425.451.591
Venta de energía, peajes y transmisión.	1.326.146.044	1.258.989.729	424.819.182	423.412.645
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	6.416.887	5.712.989	2.181.410	2.038.946
Prestaciones de servicios	47.963.348	72.035.008	14.917.696	26.295.024
Servicios y recargos regulados.	16.536.407	12.889.144	5.658.276	4.253.013
Arriendo de equipos de medida.	3.238.052	3.131.649	1.104.135	1.030.981
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	969.744	817.920	495.621	443.884
Apoyos en postación.	1.626.963	1.165.831	590.850	378.652
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	17.333.344	40.521.218	4.218.139	13.547.069
Servicios de televisión por cable	3.337.068	3.610.282	1.081.725	1.197.384
Otras prestaciones	4.921.770	9.898.964	1.768.950	5.444.041
Total	1.380.526.279	1.336.737.726	441.918.288	451.746.615

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de septiembre de 2020 y 2019.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	1.245.432	78.055	679.007	25.926
Otros ingresos de operación.	1.410.572	50.091	478.895	11.241
Total	2.656.004	128.146	1.157.902	37.167

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de septiembre 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	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	1.170.365.138	1.136.523.762	377.042.179	372.711.954
Costo de administración.	86.041.179	65.986.852	28.420.853	28.557.308
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	31.279.327	9.937.648	11.622.891	3.567.080
Otros gastos por función.	4.781.104	4.415.450	1.374.163	1.656.397
Total	1.292.466.748	1.216.863.712	418.460.086	406.492.739

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	1.012.308.079	955.012.149	327.840.841	318.303.335
Compra de gas.	8.959.334	9.786.733	3.074.005	3.471.852
Gastos de personal.	45.951.750	49.670.530	15.125.250	16.112.182
Gastos de operación y mantenimiento.	67.472.067	82.350.725	19.959.947	23.854.557
Gastos de administración.	60.062.566	45.515.045	18.699.002	18.618.005
Provisión de incobrables	31.279.327	9.937.648	11.622.891	3.567.080
Depreciación.	57.532.159	54.772.378	19.364.754	19.047.853
Amortización.	5.706.165	6.745.557	1.593.418	2.196.273
Otros gastos varios de operación.	3.195.301	3.072.947	1.179.978	1.321.602
Total	1.292.466.748	1.216.863.712	418.460.086	406.492.739

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	38.807.595	43.938.237	13.842.313	13.601.675
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.582.979	3.079.058	757.286	852.805
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	726.406	566.487	206.474	139.280
Beneficios por terminación.	3.777.097	2.005.386	293.229	1.484.088
Otros gastos de personal.	57.673	81.362	25.948	34.334
Total	45.951.750	49.670.530	15.125.250	16.112.182

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	55.587.509	53.021.241	18.728.233	18.400.953
Gasto de administración.	1.944.650	1.751.137	636.521	646.900
Otras ganancias (pérdidas).	1.977.450	424.998	457.509	359.284
Total depreciación	59.509.609	55.197.376	19.822.263	19.407.137
Amortización				
Costo de ventas.	250.534	5.073.442	70.442	747.800
Gasto de administración.	5.455.631	1.672.115	1.522.976	1.448.473
Total amortización	5.706.165	6.745.557	1.593.418	2.196.273
Total	65.215.774	61.942.933	21.415.681	21.603.410

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(1.977.450)	(424.998)	(457.509)	(359.284)
Venta de chatarra.	331.120	91.900	160.984	43.359
Venta de propiedades, planta y equipo.	840.636	2.664.905	507.676	1.691.679
Venta acciones.		(25.110.893)		(25.110.893)
Juicios o arbitrajes.	(13.194.162)	(5.237.138)	(6.036.928)	(1.686.526)
Remuneraciones del directorio.	(59.040)	(108.247)	(13.165)	(35.317)
Remuneraciones comité de directores.	(64.278)	(50.285)	(8.318)	(8.115)
Indemnizaciones percibidas	669.228	2.766.830	21.844	1.979.772
Otras (pérdidas) ganancias.	(427.053)	(1.080.297)	416.941	(600.582)
Aportes de terceros para financiar obras propias	6.989.139	6.574.130	3.966.442	2.615.968
Total	(6.891.860)	(19.914.093)	(1.442.033)	(21.469.939)

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 30 de septiembre de 2020 y 2019 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	1.411.809	2.397.062	161.048	1.030.201
Ingresos por otros activos financieros.	11.892.918	11.016.008	3.599.009	4.251.206
Otros ingresos financieros.	140.848	339.654	89.809	17.634
Total ingresos financieros	13.445.575	13.752.724	3.849.866	5.299.041
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(24.742.376)	(23.777.573)	(7.900.847)	(7.790.683)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(16.880.629)	(16.557.921)	(5.536.003)	(5.580.526)
Gastos por arrendamientos financieros.	(375.414)	(348.135)	(130.462)	(128.488)
Gastos por valoración derivados financieros.	(18.810.036)	(18.932.985)	(6.284.196)	(6.380.347)
Otros gastos. (*)	(6.399.098)	(16.903.360)	(1.018.508)	(5.834.822)
Total costos financieros	(67.207.553)	(76.519.974)	(20.870.016)	(25.714.866)
Total diferencias de cambio (Nota 29.1)	(317.702)	(8.395)	492.339	81.875
Total resultados por unidades de reajuste (Nota 29.2)	(2.034.987)	(1.883.304)	(530.556)	(920.332)
Total	(56.114.667)	(64.658.949)	(17.058.367)	(21.254.282)

(*) Al 30 de septiembre de 2019 esta partida contiene M\$15.224.901, correspondiente a intereses a pagar a Cammesa por parte de la subsidiaria Energía San Juan S.A. en la República Argentina.

29.1.- Composición ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera.	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(51.572)	16.827	(19.701)	28.456
Otros activos financieros.	6	(10.241)	(13)	(9.049)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	1.623.800	(1.882)	(7.254.050)	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	2.475		(5.973)	
Total diferencias de cambio por activos	1.574.709	4.704	(7.279.737)	19.407
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	520	32.251	522	(6.718)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1.593.616)	(45.350)	8.077.959	69.186
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	13.344		6.254	
Otras provisiones.	(312.659)		(312.659)	
Total diferencias de cambio por pasivos	(1.892.411)	(13.099)	7.772.076	62.468
Total diferencia de cambios neta	(317.702)	(8.395)	492.339	81.875

29.2.- Composición unidades de reajuste.

Resultado por unidades de reajuste	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	5.462.963	6.999.730	134.155	1.396.870
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	(225.597)	(3.577)	(335.448)	(32.774)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.		395		119
Activos por impuestos.	822.450	1.211.282	8.199	85.590
Total unidades de reajuste por activos	6.059.816	8.207.830	(193.094)	1.449.805
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(8.026.275)	(9.896.170)	(315.409)	(2.268.250)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.010	2.598	1.700	2.670
Otras provisiones.	(20.823)		148	
Pasivos por impuestos.		907		907
Otros pasivos no financieros.		(185.374)		(95.020)
Pasivos por arrendamientos.	(52.715)	(13.095)	(23.901)	(10.444)
Total unidades de reajuste por pasivos	(8.094.803)	(10.091.134)	(337.462)	(2.370.137)
Total unidades de reajuste neto	(2.034.987)	(1.883.304)	(530.556)	(920.332)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En los períodos terminados al 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2020 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$9.919.470 y al 30 de septiembre de 2019 un cargo por M\$18.955.757, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2020 30-09-2020	01-01-2019 30-09-2019	01-07-2020 30-09-2020	01-07-2019 30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(4.147.076)	(1.545.314)	(1.211.719)	(739.028)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	(876.829)	(1.955.053)	1.258.803	(2.096.898)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(5.023.905)	(3.500.367)	47.084	(2.835.926)
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(5.080.215)	(15.507.402)	(3.092.123)	(4.167.923)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	184.650	52.012	54.033	17.325
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(4.895.565)	(15.455.390)	(3.038.090)	(4.150.598)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(9.919.470)	(18.955.757)	(2.991.006)	(6.986.524)

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 30-09-2020	01-01-2019 30-09-2019	01-07-2020 30-09-2020	01-07-2019 30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(2.873.752)		(414.590)	
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(2.150.153)	(3.500.367)	461.674	(2.835.926)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(5.023.905)	(3.500.367)	47.084	(2.835.926)
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	148.961	2.920.232	(412.663)	154.384
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(5.044.526)	(18.375.622)	(2.625.427)	(4.304.982)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(4.895.565)	(15.455.390)	(3.038.090)	(4.150.598)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(9.919.470)	(18.955.757)	(2.991.006)	(6.986.524)

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 30 de septiembre 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 30-09-2020	01-01-2020 30-09-2020	01-01-2019 30-09-2019	01-01-2019 30-09-2019	01-07-2020 30-09-2020	01-07-2020 30-09-2020	01-07-2019 30-09-2019	01-07-2019 30-09-2019
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	30.072.384		37.428.066		7.281.913		4.565.770	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(8.119.544)	27,0%	(10.105.578)	27,0%	(1.966.117)	27,0%	(1.232.758)	27,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	8.590	0,0%	539.715	-1,4%	4.051	-0,1%	539.715	-11,8%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.056.586)	3,5%	(5.608.187)	15,0%	(1.709.304)	23,5%	(2.282.253)	50,0%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales		0,0%	(3.377.388)	9,0%	0	0,0%	(3.377.388)	74,0%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	(307.224)	1,0%	1.112.489	-3,0%	(104.842)	1,4%	1.112.489	-24,4%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(444.706)	1,5%	(1.516.808)	4,1%	785.206	-10,8%	(1.746.329)	38,3%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(1.799.926)	6,0%	(8.850.179)	23,6%	(1.024.889)	14,1%	(5.753.766)	126,0%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(9.919.470)	33,0%	(18.955.757)	50,6%	(2.991.006)	41,1%	(6.986.524)	153,0%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2020 30-09-2020			01-01-2019 30-09-2019			01-07-2020 30-09-2020			01-07-2019 30-09-2019		
	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	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de flujo de efectivo.	(5.637.937)	1.522.243	(4.115.694)	1.613.525	(435.652)	1.177.873	4.067.356	(1.098.186)	2.969.170	2.095.621	(565.818)	1.529.803
Diferencia de cambio por conversión.	819.985		819.985	412.029		412.029	(707.024)		(707.024)	(4.803)		(4.803)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(1.466.174)	395.867	(1.070.307)	(3.081.552)	832.019	(2.249.533)	507.730	(137.087)	370.643	(2.649.239)	715.294	(1.933.945)
Total		1.918.110			396.367			(1.235.273)			149.476	

31.- GANANCIAS POR ACCIÓN.

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 30-09-2020	01-01-2019 30-09-2019
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	17.919.521	21.364.952
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	8,87	10,57
Cantidad de acciones	2.019.896.893	2.022.047.942

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACIÓN 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 (Donde Ebitda se determina como (+) Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales (-) Otras ganancias (pérdidas) (+) Depreciación (+) Amortización).

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación al 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y equivalentes al efectivo.	316.840.502	55.257.228	905.739	211.916	164.924	728.184			317.911.165	56.197.328
Otros activos no financieros.	15.885.212	7.013.921	876.884	644.678	27.546	11.920			16.789.642	7.670.519
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	370.093.780	378.018.871	33.483.798	34.993.408	1.400.544	2.025.628			404.978.122	415.037.907
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	20.582.049	26.078.965	512.476	9.624	616.006	455.240	(19.233.184)	(23.531.655)	2.477.347	3.012.174
Inventarios.	1.014.126	705.551	3.185.839	2.544.386	3.818.842	4.347.712			8.018.807	7.597.649
Activos por impuestos.	18.118.699	29.468.971			64.689	145.804	(3.215.336)	(2.166.576)	14.968.052	27.448.199
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.	742.534.368	496.543.507	38.964.736	38.404.012	6.092.551	7.714.488	(22.448.520)	(25.698.231)	765.143.135	516.963.776
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	425.093	512.793							425.093	512.793
Total activos corrientes	742.959.461	497.056.300	38.964.736	38.404.012	6.092.551	7.714.488	(22.448.520)	(25.698.231)	765.568.228	517.476.569
ACTIVOS NO CORRIENTES										
Otros activos financieros.	18.148.593	18.570.688							18.148.593	18.570.688
Otros activos no financieros.	8.280	8.280							8.280	8.280
Cuentas por cobrar.	256.404.884	139.221.076	1.410.650	1.586.348			(3)		257.815.531	140.807.424
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	93.092.570	84.597.741	30.800.166	28.913.420			(92.665.192)	(84.194.609)	31.227.544	29.316.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	857.025.098	854.181.058	15.935.831	16.406.064					872.960.929	870.587.122
Plusvalía.	221.560.969	221.288.274							221.560.969	221.288.274
Propiedades, planta y equipo.	1.952.310.604	1.919.783.753			7.653.530	7.854.398			1.959.964.134	1.927.638.151
Propiedad de inversión.	8.043.507	8.402.041							8.043.507	8.402.041
Activos por derecho de uso	8.167.441	7.059.235							8.167.441	7.059.235
Activos por impuestos diferidos.			1.557.685	1.756.206	39.767				1.597.452	1.756.206
Total activos no corrientes	3.414.761.946	3.253.112.146	49.704.332	48.662.038	7.693.297	7.854.398	(92.665.195)	(84.194.609)	3.379.494.380	3.225.433.973
TOTAL ACTIVOS	4.157.721.407	3.750.168.446	88.669.068	87.066.050	13.785.848	15.568.886	(115.113.715)	(109.892.840)	4.145.062.608	3.742.910.542

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico Chile		Eléctrico Argentina		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$	30-09-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros.	221.555.099	122.168.305	1.986.643	5.866.577					223.541.742	128.034.882
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	164.529.563	176.227.731	29.378.825	46.463.526	1.001.455	1.506.196		2	194.909.843	224.197.455
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	11.683.429	57.591.153	14.261.295	13.389.921	3.170	213.975	(19.233.184)	(23.531.657)	6.714.710	47.663.392
Otras provisiones.	32.602.253	18.037.302	1.198.593	1.079.644					33.800.846	19.116.946
Pasivos por impuestos.	652.229	685.070	2.563.107	1.481.506			(3.215.336)	(2.166.576)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.			491	4.218					491	4.218
Otros pasivos no financieros.	19.142.863	19.878.016			28.447	215.007			19.171.310	20.093.023
Pasivos por arrendamientos.	3.763.834	2.795.835							3.763.834	2.795.835
Total pasivos corrientes	453.929.270	397.383.412	49.388.954	68.285.392	1.033.072	1.935.178	(22.448.520)	(25.698.231)	481.902.776	441.905.751
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros.	1.306.783.285	1.110.907.266		577.127					1.306.783.285	1.111.484.393
Cuentas por pagar.	280.628.284	144.534.651	12.977.573						293.605.857	144.534.651
Otras provisiones.		376	1.002.637	719.108					1.002.637	719.484
Pasivo por impuestos diferidos.	189.629.120	186.053.142	45.535	55.027	82.223	255.589			189.756.878	186.363.758
Provisiones por beneficios a los empleados.	31.157.042	30.061.060	1.535.598	1.185.217	1.161.853	1.463.262			33.854.493	32.709.539
Pasivos por arrendamientos.	4.962.156	4.669.872							4.962.156	4.669.872
Total pasivos no corrientes	1.813.159.887	1.476.226.367	15.561.343	2.536.479	1.244.076	1.718.851	0	0	1.829.965.306	1.480.481.697
TOTAL PASIVOS	2.267.089.157	1.873.609.779	64.950.297	70.821.871	2.277.148	3.654.029	(22.448.520)	(25.698.231)	2.311.868.082	1.922.387.448
PATRIMONIO										
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.	230.858.329	209.549.227	(37.327.443)	(44.737.202)	4.907.784	4.692.258	21.180.351	29.949.551	219.619.021	199.453.834
Primas de emisión.					954	954	(954)	(954)	0	0
Otras reservas.	66.906.815	75.078.833	(43.584.282)	(43.550.182)	2.644.995	3.236.757	5.621.375	5.218.945	31.588.903	39.984.353
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.847.946.204	1.834.809.120	23.606.582	16.230.923	10.887.462	11.263.698	(92.627.765)	(84.260.995)	1.789.812.483	1.778.042.746
Participaciones no controladoras.	42.686.046	41.749.547	112.189	13.256	621.238	651.159	(37.430)	66.386	43.382.043	42.480.348
Total patrimonio	1.890.632.250	1.876.558.667	23.718.771	16.244.179	11.508.700	11.914.857	(92.665.195)	(84.194.609)	1.833.194.526	1.820.523.094
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.157.721.407	3.750.168.446	88.669.068	87.066.050	13.785.848	15.568.886	(115.113.715)	(109.892.840)	4.145.062.608	3.742.910.542

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico Chile				Eléctrico Argentina				Servicios			
	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019	01-01-2020	01-01-2019	01-07-2020	01-07-2019
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.296.199.606	1.257.866.983	418.053.737	425.290.083	78.189.632	72.906.793	21.750.740	24.127.704	6.879.218	22.050.804	2.427.837	4.521.649
Costo de ventas	(1.116.578.734)	(1.063.888.508)	(361.980.488)	(351.398.994)	(48.897.597)	(57.202.455)	(13.412.056)	(17.987.593)	(5.630.984)	(15.432.799)	(1.963.661)	(3.325.367)
Ganancia bruta	179.620.872	193.978.475	56.073.249	73.891.089	29.292.035	15.704.338	8.338.684	6.140.111	1.248.234	6.618.005	464.176	1.196.282
Otros ingresos, por función.	2.677.756	2.312.002	1.173.930	936.198	97.459	111.806	23.806	30.837				
Gasto de administración.	(78.431.139)	(73.029.795)	(26.072.282)	(28.875.089)	(6.057.357)	(5.173.059)	(1.836.991)	(1.615.173)	(1.671.894)	(6.166.514)	(551.414)	(1.189.735)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(30.091.071)	(9.493.927)	(10.916.764)	(3.529.783)	(1.164.420)	(601.121)	(706.127)	(189.697)	(23.836)	157.400		152.400
Otros gastos, por función.					(4.781.104)	(4.415.450)	(1.374.163)	(1.656.397)				
Otras ganancias (pérdidas).	(4.734.565)	6.389.320	(1.056.826)	4.128.135	(2.159.653)	(26.423.668)	(389.405)	(25.671.742)	2.358	120.255	4.198	73.668
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	69.041.853	120.156.075	19.201.307	46.550.550	15.226.960	(20.797.154)	4.055.804	(22.962.061)	(445.138)	729.146	(83.040)	232.615
Ingresos financieros.	13.309.093	13.014.976	4.020.027	4.412.240	641.587	1.448.830	(13.575)	477.613	606	157.400	40	16.446
Costos financieros.	(59.699.566)	(56.381.484)	(19.314.104)	(18.769.255)	(7.959.820)	(20.873.600)	(1.699.221)	(6.539.028)	(53.878)	(72.104)	(13.317)	(13.841)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	10.157.281	(32.834.282)	3.453.459	(36.828.963)	2.331.560	1.972.006	1.151.204	1.972.006				
Diferencias de cambio.	(298.082)	(38.126)	492.637	95.484	520	32.251	522	(6.718)	(20.140)	(2.520)	(820)	(6.891)
Resultados por unidades de reajuste.	(2.035.187)	(1.885.210)	(530.586)	(920.815)					200	1.906	30	483
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	30.475.392	42.031.949	7.322.740	(5.460.759)	10.240.807	(38.217.667)	3.494.734	(27.058.188)	(518.350)	752.560	(97.107)	228.812
Gasto por impuestos a las ganancias.	(7.412.767)	(16.420.107)	(2.210.584)	(1.576.836)	(2.724.791)	2.920.232	(827.253)	154.384	218.088	(5.455.882)	46.831	(5.564.072)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	23.062.625	25.611.842	5.112.156	(7.037.595)	7.516.016	(35.297.435)	2.667.481	(26.903.804)	(300.262)	(4.703.322)	(50.276)	(5.335.260)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.		3.671.117		1.271.742		1.134.722		(775.855)				
Ganancia (pérdida)	23.062.625	29.282.959	5.112.156	(5.765.853)	7.516.016	(34.162.713)	2.667.481	(27.679.659)	(300.262)	(4.703.322)	(50.276)	(5.335.260)
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	20.731.235	27.388.726	4.435.095	(6.193.702)	7.409.759	(33.972.245)	2.638.128	(27.622.786)	(277.458)	(4.732.137)	(47.443)	(5.348.563)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.261.135	1.894.233	606.806	427.849	106.257	(190.468)	29.353	(56.873)	(22.804)	28.815	(2.833)	13.303
Ganancia (pérdida)	22.992.370	29.282.959	5.041.901	(5.765.853)	7.516.016	(34.162.713)	2.667.481	(27.679.659)	(300.262)	(4.703.322)	(50.276)	(5.335.260)
Depreciación	57.334.385	53.224.603	19.299.604	18.738.120					197.774	1.547.775	65.150	309.733
Amortización	5.457.472	1.675.790	1.523.590	1.449.510	248.693	302.232	69.828	56.648		4.767.535		690.115
EBITDA	136.568.275	168.667.148	41.081.327	62.610.045	17.635.306	5.928.746	4.515.037	2.766.329	(249.722)	6.924.201	(22.088)	1.158.795

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos (continuación).

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$	01-01-2020 30-09-2020 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-07-2020 30-09-2020 M\$	01-07-2019 30-09-2019 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	(742.177)	(16.086.854)	(314.026)	(2.192.821)	1.380.526.279	1.336.737.726	441.918.288
Costo de ventas	742.177		314.026		(1.170.365.138)	(1.136.523.762)	(377.042.179)	(372.711.954)
Ganancia bruta	0	(16.086.854)	0	(2.192.821)	210.161.141	200.213.964	64.876.109	79.034.661
Otros ingresos, por función.	(119.211)	(2.295.662)	(39.834)	(929.868)	2.656.004	128.146	1.157.902	37.167
Gasto de administración.	119.211	18.382.516	39.834	3.122.689	(86.041.179)	(65.986.852)	(28.420.853)	(28.557.308)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.					(31.279.327)	(9.937.648)	(11.622.891)	(3.567.080)
Otros gastos, por función.					(4.781.104)	(4.415.450)	(1.374.163)	(1.656.397)
Otras ganancias (pérdidas).					(6.891.860)	(19.914.093)	(1.442.033)	(21.469.939)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	0	0	0	0	83.823.675	100.088.067	23.174.071	23.821.104
Ingresos financieros.	(505.711)	(807.214)	(156.626)	392.742	13.445.575	13.752.724	3.849.866	5.299.041
Costos financieros.	505.711	807.214	156.626	(392.742)	(67.207.553)	(76.519.974)	(20.870.016)	(25.714.866)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(10.125.465)	32.861.224	(3.438.454)	36.855.905	2.363.376	1.998.948	1.166.209	1.998.948
Diferencias de cambio.					(317.702)	(8.395)	492.339	81.875
Resultados por unidades de reajuste.					(2.034.987)	(1.883.304)	(530.556)	(920.332)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(10.125.465)	32.861.224	(3.438.454)	36.855.905	30.072.384	37.428.066	7.281.913	4.565.770
Gasto por impuestos a las ganancias.					(9.919.470)	(18.955.757)	(2.991.006)	(6.986.524)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	(10.125.465)	32.861.224	(3.438.454)	36.855.905	20.152.914	18.472.309	4.290.907	(2.420.754)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.						4.805.839		495.887
Ganancia (pérdida)	(10.125.465)	32.861.224	(3.438.454)	36.855.905	20.152.914	23.278.148	4.290.907	(1.924.867)
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(9.944.015)	32.680.608	(3.337.794)	36.708.261	17.919.521	21.364.952	3.687.986	(2.456.790)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	(111.195)	180.616	(30.405)	147.644	2.233.393	1.913.196	602.921	531.923
Ganancia (pérdida)	(10.055.210)	32.861.224	(3.368.199)	36.855.905	20.152.914	23.278.148	4.290.907	(1.924.867)
Depreciación					57.532.159	54.772.378	19.364.754	19.047.853
Amortización					5.706.165	6.745.557	1.593.418	2.196.273
EBITDA	0	0	0	0	153.953.859	181.520.095	45.574.276	66.535.169

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
	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019	30-09-2020	30-09-2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	168.813.746	162.901.678	11.465.272	11.790.651	(80.397)	5.915.641	17.875.165	2.242.886	198.073.786	182.850.856
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(109.586.948)	(68.226.749)	(2.286.929)	(6.244.194)	(311.508)	(1.925.448)	(1.515.908)	(4.561.751)	(113.701.293)	(80.958.142)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	202.356.476	(96.643.814)	(8.447.965)	(4.057.004)	(203.813)	(3.672.966)	(16.359.257)	2.318.865	177.345.441	(102.054.919)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	261.583.274	(1.968.885)	730.378	1.489.453	(595.718)	317.227	0	0	261.717.934	(162.205)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.			(36.555)	(72.391)	32.458	17.427			(4.097)	(54.964)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	261.583.274	(1.968.885)	693.823	1.417.062	(563.260)	334.654	0	0	261.713.837	(217.169)
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
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	316.840.502	2.150.304	905.739	1.661.163	164.924	779.308	0	0	317.911.165	4.590.775

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de septiembre 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 30-09-2020 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 \$	148.405	148.405		148.405				0	148.405
Activos corrientes	AR \$	55.804.903	1.683.360	36.775.062	38.458.422	1.410.650		15.935.831	17.346.481	55.804.903
Activos corrientes	EUR \$	45.145	45.145		45.145				0	45.145
Total activos en moneda extranjera	M/e	55.998.453	1.876.910	36.775.062	38.651.972	1.410.650	0	15.935.831	17.346.481	55.998.453
Pasivos corrientes	US \$	46.348	46.348		46.348				0	46.348
Pasivos corrientes	AR \$	48.080.360	29.378.825	3.185.727	32.564.552	13.980.210		1.535.598	15.515.808	48.080.360
Pasivos corrientes	EUR \$	177	177		177				0	177
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	48.126.885	29.425.350	3.185.727	32.611.077	13.980.210	0	1.535.598	15.515.808	48.126.885

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 \$	5.325.571	5.325.571		5.325.571				0	5.325.571
Activos corrientes	AR \$	58.149.818	757.981	37.643.219	38.401.200	1.586.348		18.162.270	19.748.618	58.149.818
Activos corrientes	EUR \$	31.720	31.720		31.720				0	31.720
Total activos en moneda extranjera	M/e	63.507.109	6.115.272	37.643.219	43.758.491	1.586.348	0	18.162.270	19.748.618	63.507.109
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
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	56.409.366	47.391.930	6.535.984	53.927.914	1.296.235	0	1.185.217	2.481.452	56.409.366

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de septiembre 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 30-09-2020 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 \$	73.192	73.192		73.192				0	73.192
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	911.092	911.092		911.092				0	911.092
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	45.776	45.776		45.776				0	45.776
Otros activos no financieros.	AR \$	876.884	771.459	105.425	876.884				0	876.884
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	33.483.798		33.483.798	33.483.798				0	33.483.798
Inventarios.	US \$	75.213	75.213		75.213				0	75.213
Inventarios.	AR \$	3.185.839		3.185.839	3.185.839				0	3.185.839
Inventarios.	EUR \$	178	178		178				0	178
Derechos por cobrar.	AR \$	1.410.650			0	1.410.650			1.410.650	1.410.650
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	15.935.831			0			15.935.831	15.935.831	15.935.831
Total activos en moneda extranjera	M/e	55.998.453	1.876.910	36.775.062	38.651.972	1.410.650	0	15.935.831	17.346.481	55.998.453

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 \$	4.981.220	4.981.220		4.981.220				0	4.981.220
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	217.980	217.980		217.980				0	217.980
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	27.093	27.093		27.093				0	27.093
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
Total activos en moneda extranjera	M/e	63.507.109	6.115.272	37.643.219	43.758.491	1.586.348	0	18.162.270	19.748.618	63.507.109

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de septiembre 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 30-09-2020 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 \$	1.986.643		1.986.643	1.986.643				0	1.986.643
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	46.348	46.348		46.348				0	46.348
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	29.378.825	29.378.825		29.378.825				0	29.378.825
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	177	177		177				0	177
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.199.084		1.199.084	1.199.084				0	1.199.084
Otras cuentas por pagar	AR \$	12.977.573			0	12.977.573			12.977.573	12.977.573
Otras provisiones	AR \$	1.002.637			0	1.002.637			1.002.637	1.002.637
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.535.598			0			1.535.598	1.535.598	1.535.598
Total pasivos en moneda extranjera		48.126.885	29.425.350	3.185.727	32.611.077	13.980.210	0	1.535.598	15.515.808	48.126.885

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
Total pasivos en moneda extranjera		56.409.366	47.391.930	6.535.984	53.927.914	1.296.235	0	1.185.217	2.481.452	56.409.366

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: Con fecha 3 de abril de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 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: Con fecha 3 de abril de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
- 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: "Agrícola las Pataguas y otros con CGED."
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado 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.
- 34.1.5.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola La Palmilla de Pumanque y otros con CGED."
Fecha: 22 de Mayo de 2018.
Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
Rol N°: 267-2018
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Barahona
Cuantía: M\$ 1.977.439.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 34.1.6- Nombre del Juicio: “Del Valle con CGE.”
Fecha: 13 de febrero de 2019.
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 31.618-2017.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Alto Población.
Cuantía: M\$ 1.280.119.
Estado: Etapa de prueba.
- 34.1.7- Nombre del Juicio: “Agrícola El Carrizal con CGED y otros”.
Fecha: 20 de noviembre de 2017.
Tribunal: Juzgado Letras de Santa Cruz.
Rol N°: 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 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.
- 34.1.8- Nombre del Juicio: “Sernac con CGED.”
Fecha: 11 de septiembre de 2017.
Tribunal: 11° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 18.943-2017.
Materia: Demanda Colectiva por efectos de los temporales de junio y julio de 2017 que afectaron a la zona centro y sur del país.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 13 de mayo de 2020, el tribunal acogió parcialmente la demanda. Con fecha 28 de mayo de 2020, las partes presentaron sus respectivos recursos de apelaciones ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendientes de resolución
- 34.1.9.- Nombre del Juicio: “Benitez con CGED.”
Fecha: 1 de agosto de 2017.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Temuco
Rol N°: 1.020-2017.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 251.000
Estado: Etapa de prueba finalizada.
- 34.1.10- Nombre del Juicio: “Inversiones, Asesorías y Capacitación 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 25 de febrero de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 9 de marzo de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
34.1.11-	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 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:	Con fecha 16 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 2 de julio de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación, el que se encuentra pendiente de resolución
34.1.12-	Nombre del Juicio:	“Conadecus con CGED, Frontel y Codiner”
	Fecha:	13 de diciembre de 2017
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Temuco
	Rol N°:	5.015-2017
	Materia:	Demanda Colectiva por efectos de los temporales de fecha 12 de agosto de 2017 en la región de la Araucanía.
	Cuantía:	Indeterminada
	Estado:	Con fecha 30 de abril de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 12 de mayo de 2020, Conadecus presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco, el que se encuentra pendiente de resolución.
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.
	Cuantía:	M\$ 233.000.
	Estado:	Con fecha 4 de mayo de 2020, se citó a las partes a oír sentencia.
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.
	Cuantía:	M\$ 155.650.
	Estado:	Con fecha 6 de agosto de 2020, se rechazó la demanda. Se encuentra pendiente el plazo para que la demandante presente un recurso de apelación.
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.
	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.
	Cuantía:	Indeterminada
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.17-	Nombre del Juicio:	“Albornoz y otros con CGED”
	Fecha:	29 de octubre 2016.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Temuco.
	Rol N°:	1.954-2019.
	Materia:	Demanda indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 400.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
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:	Con fecha 17 de julio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 16 de septiembre de 2020, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
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.
	Cuantía:	M\$ 158.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
34.1.21-	Nombre del Juicio:	“Valdés con CGE”
	Fecha:	23 de julio de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Constitución.
	Rol N°:	3-2019.

	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 189.483.
	Estado:	Con fecha 30 de junio de 2020, se rechazó la demanda. Con fecha 10 de julio, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente.
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 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.
	Cuantía:	M\$ 177.701.
	Estado:	Con fecha 4 de octubre de 2019, se notificó sentencia de primera instancia que acogió la demanda por \$121.528.142. Con fecha 14 de octubre de 2019, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Copiapó, el que fue rechazado con fecha 16 de junio de 2020. Se encuentra pendiente el plazo para presentar un recurso de casación ante la Corte Suprema.
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 fue rechazado. Con fecha 14 de enero de 2020, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo, 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.
	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 demandante 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 por 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.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de prueba.
34.1.29-	Nombre del Juicio:	“Megalectric 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:	Etapas de prueba finalizadas.
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.
	Cuantía:	M\$ 1.430.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
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:	Etapa de discusión.
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:	Etapa de discusión finalizada.
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 Quirihue.
	Cuantía:	M\$ 681.185.
	Estado:	Etapa de discusión.
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:	Etapa de discusión finalizada.
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 Nilahue Barahona.
	Cuantía:	M\$ 9.884.317
	Estado:	Etapa discusión finalizada.
34.1.37-	Nombre del Juicio:	“Forestal y Agrícola La Piedra y otro con CGE”
	Fecha:	4 de septiembre de 2019.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol N°:	415-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada finalizada.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.38-	Nombre del Juicio:	“Pool con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2019.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Antofagasta.
	Rol N°:	4.118-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 330.000.
	Estado:	Etapa de prueba.
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:	M\$ 40.898.398.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
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.
	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 y sin notificar a todos los demandados.
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:	Etapas 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.
	Cuantía:	M\$ 2.771.168.
	Estado:	Etapas discusión finalizada.
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:	Cumplimiento de contrato de compraventa de energía y potencia eléctrica.
	Cuantía:	M\$ 340.558.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.48-	Nombre del Juicio:	“ODECU con CGE”.
	Fecha:	17 de enero de 2020.
	Tribunal:	20° Juzgado Civil de Santiago.

	Rol Nº:	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 Pitrufquen.
	Rol Nº:	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 Nº:	3655-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios
	Cuantía:	M\$ 900.000.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.
34.1.51-	Nombre del Juicio:	“Agrícola Santa Magdalena y otros con CGE”.
	Fecha:	26 de marzo de 2020
	Tribunal:	Juzgado de Santa Cruz.
	Rol Nº:	334-2020.
	Materia:	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Perdiguadero.
	Cuantía:	M\$ 3.033.535.
	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 Nº:	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.
34.1.53-	Nombre del Juicio:	“Simón con CGE”
	Fecha:	19 de mayo de 2020.
	Tribunal:	18° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	31762-2019.
	Materia:	Precario.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión finalizada.

- 34.1.54- Nombre del Juicio: "Pinochet con CGE"
Fecha: 23 de abril de 2020.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1903-2020
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en la comuna de San Clemente durante el año 2020.
Cuantía: M\$ 240.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.55- Nombre del Juicio: "Forestal Arauco con CGE"
Fecha: 5 de junio de 2020.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 3635-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio El Perdigadero.
Cuantía: MUSD\$ 2.903.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.56- Nombre del Juicio: "Forestal Arauco con CGE"
Fecha: 5 de junio de 2020.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 3634-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio Tabunco – El Aguila.
Cuantía: MUSD\$ 1.879.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.57- Nombre del Juicio: "Forestal Arauco con CGE"
Fecha: 5 de junio de 2020.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 3637-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio Nilahue Baraona.
Cuantía: MUSD\$ 9.354.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.58- Nombre del Juicio: "Ulloa con CGE"
Fecha: 27 de julio de 2020.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1114-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: \$ 970.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.59- Nombre del Juicio: "Albornoz con CGE"
Fecha: 27 de julio de 2020.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1122-2020.
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: \$ 1.080.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.60- Nombre del Juicio: "Arellano con CGE"
Fecha: 30 de abril de 2020.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.

	Rol Nº:	24.603-2019.
	Materia:	Demanda colectiva por Ley de Protección a los Consumidores por eventos ocurridos en el mes de mayo de 2019 en la comuna de Padre Hurtado.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.61-	Nombre del Juicio:	“Comercial Trongol con CGE”
	Fecha:	8 de septiembre de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol Nº:	778-2019.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio Curimaqui.
	Cuantía:	\$ 335.600.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.62-	Nombre del Juicio:	“Comercial Trongol con CGE”
	Fecha:	8 de septiembre de 2020.
	Tribunal:	Juzgado de Letras de Cauquenes.
	Rol Nº:	456-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio Curimaqui.
	Cuantía:	\$ 230.000.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.63-	Nombre del Juicio:	“DB Ingeniería con CGE”
	Fecha:	7 de agosto de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	5864-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	\$ 8.914.060.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
34.1.64-	Nombre del Juicio:	“Desco con CGE”
	Fecha:	14 de septiembre de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de la Serena.
	Rol Nº:	2524-2020.
	Materia:	Denuncia de obra nueva.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapas de discusión finalizada.
34.1.65-	Nombre del Juicio:	“Pontigo con CGE”
	Fecha:	1 de agosto de 2020.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	10345-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio El Peral.
	Cuantía:	\$ 1.005.382.
	Estado:	Etapas de discusión.
34.1.66-	Nombre del Juicio:	“Exportaciones Meyer con CGE”
	Fecha:	27 de agosto de 2020.
	Tribunal:	2° Juzgado Civil de Curicó.
	Rol Nº:	1411-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.

	Cuantía:	\$ 240.794.
	Estado:	Etapa de discusión.
34.1.67-	Nombre del Juicio:	“Guerrero con CGE”
	Fecha:	26 de junio de 2020.
	Tribunal:	29° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol N°:	7167-2020.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	\$ 290.400.
	Estado:	Etapa de discusión concluida.
34.1.68-	Nombre del Juicio:	“Valdés Sazo con CGE”
	Fecha:	5 de mayo de 2017. (Se incorpora por reactivación de juicio en agosto de 2020).
	Tribunal:	3° Juzgado Civil de Talca.
	Rol N°:	1069-2017.
	Materia:	Indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	\$ 800.000.
	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 falla línea 110KV Pan de Azúcar-San Joaquín. Con fecha 18 de abril de 2018, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia. Con fecha 13 de julio, se rebajó la sanción a 3.500 UTM. Con fecha 28 de julio de 2020, se presentó recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.2.2.- 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 un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 13 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.2.3.- 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 Paniahue, 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.
- 34.2.4.- 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 la pérdida de aislación de la subestación La Portada. Con fecha 14 de octubre de 2019, se interpuso un recurso de reposición el que fue rechazado. Con fecha 11 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.

- 34.2.5.- 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.
- 34.2.6.- 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 desconexiones que afectaron a clientes regulados conectados a S/E Pucón. Con fecha 27 de enero de 2020, se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 13 de marzo de 2020, se interpuso recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 15 de septiembre de 2020, fue rechazado dicho recurso. Pendiente plazo de apelación.
- 34.2.7.- 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 Incumplimiento a lo dispuesto en el artículo 139° del DFL N° 4/20.018 en razón a la desconexión forzada de la LT 66 kV Punitaqui – El Sauce ubicada en la comuna de Punitaqui. Con fecha 27 de enero de 2020, se interpuso recurso de reposición, el que fue rechazado. Se interpuso reclamación de ilegalidad con fecha 20 de marzo de 2020, ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.8.- 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: Infracciones en relación con planes de acción de mantenimiento preventivos, de acuerdo a las instrucciones impartidas por SEC Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 2 de marzo de 2020. Con fecha 30 de abril de 2020, se rebajó la multa a 7.000 UTM. Con fecha 13 mayo de 2020, se presentó un recurso de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente.
- 34.2.9.- 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: 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. Con fecha 9 de marzo de 2020, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.10.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.557 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Falla en línea Charrúa-Chillan el 30 de septiembre de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución
- 34.2.11.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.558 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Falla en Línea de 66 KVA Victoria-Traiguén el 30 de mayo de 2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.12.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.559 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 6.000 UTM: Falta de mantenimiento por falla en Línea de 66 KVA Loncoche-Villarrica el 30 de mayo de

2019. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución

- 34.2.13.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.560 de fecha 13 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 15.000 UTM: Falla en Línea de 110 KvA Quelentaro-Portezuelo el 3 de diciembre de 2018. Se interpuso recurso de reposición con fecha 20 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.14.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 32.611 de fecha 20 de mayo de 2020, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 60.000 UTM: Planes de mediciones de cabecera contemplados en la NTCS. Se interpuso recurso de reposición con fecha 28 de mayo de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.15.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.203 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región Metropolitana. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.16.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.207 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 105.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región del Maule. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.17.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.202 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Coquimbo. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.18.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.206 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 45.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de la Araucanía. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.19.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.204 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Antofagasta. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.20.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.192 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de Tarapacá. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.21.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.191 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 25.000 UTM: Índice SAIDI en comunas de la región de O'Higgins. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- 34.2.22.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.205 de fecha 25 de agosto de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM:

Índice SAIDI en comunas de la región de Ñuble. Se interpuso recurso de reposición con fecha 1 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.

34.2.23.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 33.287 de fecha 14 de septiembre de 2020., la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.000 UTM: Interrupción de suministro en línea de 66 kV Arenas Blancas –Puchoco, comuna de Coronel. Se interpuso recurso de reposición con fecha 21 de septiembre de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.

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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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	Serie de Bonos								
	BCGEI - I	BCGEI - J	BCGEI - K	BCGED - E	BCGET - D	BCGEI - M	BCGEI - N	BCGEI - P	BCGEI - Q
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	< 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	> 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	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	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, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q

- 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: BCGET-D: Mantener al menos un 70% del total de activos en los sectores de transmisión, generación o distribución de electricidad, considerando para el cálculo de este porcentaje la suma de las partidas “Total Activos No Corrientes” más “Efectivo y Equivalentes al Efectivo” de los Estados Financieros del emisor.
- iv) Serie de Bonos: BCGEI-M, BCGEI-N, BCGEI-P y BCGEI-Q: 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	0,66 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	2,71 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 916	> 0 = 1,2 veces	36,1 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/Saldo insoluto de línea N° 917	> 0 = 1,2 veces	28,88 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 62.345.752	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	> 2 veces	70,46 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	> 2 veces	23,49 Veces	Trimestral	Bonos

Otros Resguardos: Causal de Rescate Anticipado

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Causal de Rescate Anticipado Voluntario	Activos en transmisión y distribución de electricidad	> o = 70% de Activos Totales	97,6% de los Activos Totales	Trimestral	Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de septiembre de 2020 la Sociedad y todas sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento de sus restricciones y compromisos financieros.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios del 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCIÓN DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria / área	30-09-2020				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	41	471	443	955	991
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	3	52	84	139	139
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	27	209		236	242
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	47	82	133	138
Total	75	779	609	1.463	1.510

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
Total	84	872	707	1.663	2.005

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 30 de septiembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

Al 30 de septiembre 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
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Técnica Resolución Exenta N°1.660	Asesoría técnica de apoyo para respoder 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 nesarios 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	20-07-2020
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	20-07-2020
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	20-07-2020
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	20-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Validación anual del equipo de monitoreo de emisiones de la Turbina Hitachi.	Gasto	Asesorías Técnicas	7.598	22-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos de desplazamiento asociados a validación anual CEMS Turbina Hitachi	Gasto	Gastos de Desplazamiento	484	25-03-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Validación Anual CEMS HITACHI	Gastos adicionales validación anual CEMS	Gasto	Asesorías Técnicas	3.254	01-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	3.769	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Gases Patrones CEMS 2 Etapa	Reposición gases patrones CEMS nesarios para registro de datos entrega N°2	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	334	30-09-2020
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
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	261	20-07-2020
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

Al 30 de septiembre 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.	Insonorización Central Tres Puentes	Diseño e implementación medidas de control de ruido en Central Tres Puentes	Inversión	Obra Insonorización Central Tres Puentes	261.973	30-06-2020
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	25.183	30-07-2020
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	17.325	31-08-2020
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	1.182	30-09-2020
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	105.329	31-12-2020
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	150.000	31-12-2020
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	443	20-07-2020
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.	Mantenimientos Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) - Anual	Mantenimiento de componentes internos y equipos de Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de CEMS de TG Hitachi	Gasto	Asesorías Técnicas	5.017	16-09-2020
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	495	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	17.282	30-06-2020
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	15.715	30-08-2020

Al 30 de septiembre 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 (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 necesarios para registro de datos entrega N°3	Gasto	Mantenimiento de Maquinaria y Equipos	5.395	17-08-2020
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.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.167.994	30-05-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	41.640	30-06-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	629.998	31-07-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	45.481	31-08-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	1.693.423	30-09-2020
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Instalación de 10 MW Gas Central Tres Puentes	Adquisición e instalación bloque de 10 MW de generación con motores a gas Central Tres Puentes para reducir emisiones de TG Hitachi	Inversión	Obra Instalación de 5 Motores a Gas en Central Tres Puentes	648.504	30-12-2020
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	2.781	30-02-2020
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	5.197	30-04-2020
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	2.821	31-07-2020
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	1.157	30-09-2020
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	7.028	31-10-2020
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	1.500	31-12-2020

Al 30 de septiembre 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
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	Gestion 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
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	SNC Ambiental: Asesorias ambientales	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	3.092	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Matriz Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	776	24-04-2020
CGE S.A.	Ampliación S/E Pta. De Cortés	SNC Ambiental: Reporte SMA	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	117	24-04-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SM-PH Canal del Maipo Traslado Canal	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	12.912	01-05-2020
CGE S.A.	Fortalecimiento Arauco	Reforestación	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	19.688	19-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	SNC Ambiental: Estudio Acústico	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.426	25-05-2020
CGE S.A.	Ampliación en SE Pirque	Ingeniería Canal de Regadío	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.378	16-06-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	4.130	27-07-2020
CGE S.A.	Traslado LT Santa Marta - P.Hurtado	SNC/ Servicios ambientales /Ing. Mitig. Ambiental	activo	Gestión Medioambiental de Proyectos	1.165	18-08-2020
Totales					4.981.805	

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 Cortes	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
Totales					1.173.607	

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 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\$ 425.093.

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 30 de septiembre 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 30 de septiembre de 2019:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 30 de septiembre de 2019.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin Transemel y resultado de sociedades control conjunto argentinas	Con Transemel y resultado de sociedades control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.336.737.726	1.342.623.139	5.885.413
Costo de ventas	(1.136.523.762)	(1.136.551.422)	(27.660)
Ganancia bruta	200.213.964	206.071.717	5.857.753
Otros ingresos, por función.	128.146	128.146	0
Gasto de administración.	(65.986.852)	(68.236.970)	(2.250.118)
Pérdidas por deterioro de valor (ganancias por deterioro de valor y reversión de pérdidas por deterioro de valor) determinadas de acuerdo con la NIIF 9.	(9.937.648)	(10.024.813)	(87.165)
Otros gastos, por función.	(4.415.450)	(4.415.450)	0
Otras ganancias (pérdidas).	(19.914.093)	(17.751.565)	2.162.528
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	100.088.067	105.771.065	5.682.998
Ingresos financieros.	13.752.724	13.763.368	10.644
Costos financieros.	(76.519.974)	(77.233.855)	(713.881)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	1.998.948	3.112.396	1.113.448
Diferencias de cambio.	(8.395)	(8.395)	0
Resultados por unidades de reajuste.	(1.883.304)	(1.866.466)	16.838
Pasivos por arrendamientos.	37.428.066	43.538.113	6.110.047
Gasto por impuestos a las ganancias.	(18.955.757)	(20.259.965)	(1.304.208)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	18.472.309	23.278.148	4.805.839
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	4.805.839		(4.805.839)
Ganancia (pérdida)	23.278.148	23.278.148	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21.364.952	21.364.952	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	1.913.196	1.913.196	0
Ganancia (pérdida)	23.278.148	23.278.148	0

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 30 de septiembre de 2019:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 30 de septiembre de 2019.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin Transemel y resultado de sociedades control conjunto argentinas	Con Transemel y resultado de sociedades control conjunto argentinas	Operación Discontinuada
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$	01-01-2019 30-09-2019 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	1.459.958.087	1.468.932.444	8.974.357
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.766.830	2.766.830	0
Otros cobros por actividades de operación.	29.314.604	29.314.604	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.218.778.301)	(1.218.953.397)	(175.096)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(51.156.884)	(51.156.884)	0
Otros pagos por actividades de operación.	(43.318.239)	(43.318.239)	0
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.	1.415.193	1.415.193	0
Intereses recibidos.	12.652.979	12.652.979	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	2.604.294	2.512.275	(92.019)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(12.607.707)	(12.607.813)	(106)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	182.850.856	191.557.992	8.707.136
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.		(54.838)	(54.838)
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.		(8.000.208)	(8.000.208)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(208)	8.000.000	8.000.208
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	(8.054.838)		8.054.838
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.	(3.765.636)	(3.765.636)	0
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	9.066.864	9.066.864	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(80.703.928)	(92.689.387)	(11.985.459)
Compras de activos intangibles.	(4.385.286)	(4.385.286)	0
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	6.885.671	6.885.671	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(781)		781
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(80.958.142)	(84.942.820)	(3.984.678)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	400.800.919	400.800.919	0
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	44.858.836	44.858.836	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	355.942.083	355.942.083	0
Préstamos de entidades relacionadas.	18.467.894	18.467.894	0
Pagos de préstamos.	(454.112.135)	(454.112.135)	0
Dividendos pagados.	(4.258.111)	(4.883.361)	(625.250)
Intereses pagados.	(62.051.202)	(62.515.575)	(464.373)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(902.284)	(902.284)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(102.054.919)	(103.144.542)	(1.089.623)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(162.205)	3.470.630	3.632.835
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(54.964)	(54.964)	0
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(217.169)	3.415.666	3.632.835
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	4.807.944	4.807.944	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	4.590.775	8.223.610	3.632.835

39.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de septiembre 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.