

Estados Financieros Consolidados Intermedios

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

*Santiago, Chile
30 de junio de 2017 y 2016*



**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 junio de 2017 y 2016

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2017; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esas fechas, y; sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

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

Responsabilidad del Auditor

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

Conclusión

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

Otros asuntos

Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016

Con fecha 27 de enero de 2017, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016, que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Enfasis en un asunto, división social al 14 de octubre de 2016

Tal como se describe en Nota 1, con fecha 14 de octubre de 2016 la Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. aprobó la división social de esta última en dos sociedades, una continuadora que mantiene la personalidad jurídica y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A., con efectos contables a partir del 1 de septiembre de 2016. No se modifica nuestra conclusión con respecto a este asunto.

Enfasis en un asunto, fusión por incorporación al 27 de junio de 2017

Tal como se describe en Nota 1, con fecha 27 de junio de 2017 la Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. aprobó la fusión por incorporación con sus subsidiarias Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., adquiriendo todos los activos y pasivos de las sociedades absorbidas, con efectos contables a partir del 1 de julio de 2017. No se modifica nuestra conclusión con respecto a este asunto.



Oscar Gálvez R.

EY Audit SpA.

Santiago, 27 de julio de 2017

CONTENIDO

I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.

Activos.

Patrimonio y pasivos.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.

ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.

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

Estados Financieros Consolidados Intermedios

COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS

30 de junio de 2017 y 2016

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	14.218.836	108.950.026
Otros activos no financieros.	12	7.400.037	1.496.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	346.338.840	344.454.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	7.146.789	2.603.340
Inventarios.	10	28.012.618	19.467.371
Activos por impuestos.	11	30.079.254	22.356.158
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.		433.196.374	499.327.327
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	37	545.145	545.145
Total activos corrientes		433.741.519	499.872.472
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	175.001	175.001
Otros activos no financieros.	12	85.090	85.090
Cuentas por cobrar.	8	17.164.211	17.582.855
Inventario.	10	1.222.893	1.489.701
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	15.485.287	15.330.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	882.345.347	879.991.722
Plusvalía.	15	218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	17	1.742.707.851	1.693.149.422
Propiedad de inversión.	16	9.637.620	9.641.689
Activos por impuestos diferidos.	19	9.938.932	9.862.371
Total activos no corrientes		2.896.829.465	2.845.375.802
TOTAL ACTIVOS		3.330.570.984	3.345.248.274

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	128.463.633	77.209.096
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	274.005.826	272.984.816
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	3.318.771	92.014.369
Otras provisiones.	22	15.005.319	13.927.504
Pasivos por impuestos.	11	4.285.591	
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	19.620	20.867
Otros pasivos no financieros.	24	5.929.603	9.144.552
Total pasivos corrientes		431.028.363	465.301.204
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	917.932.899	981.375.014
Cuentas por pagar.	21	1.125.091	1.092.046
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	44.722.730	
Otras provisiones.	22	1.242.338	1.675.753
Pasivo por impuestos diferidos.	19	246.133.651	247.058.154
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	35.674.394	34.034.074
Otros pasivos no financieros.	24	8.153.133	7.045.794
Total pasivos no corrientes		1.254.984.236	1.272.280.835
TOTAL PASIVOS		1.686.012.599	1.737.582.039
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	1.523.735.685	1.519.239.989
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	168.924.914	125.677.878
Acciones propias en cartera.	25	(8.290.050)	(4.513.177)
Otras reservas.	25	(105.830.672)	(104.593.958)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.578.539.877	1.535.810.732
Participaciones no controladoras.	25	66.018.508	71.855.503
Total patrimonio		1.644.558.385	1.607.666.235
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.330.570.984	3.345.248.274

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	al	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	869.398.241	845.598.199	434.928.842	411.291.318
Costo de ventas	27	(719.791.736)	(717.799.367)	(359.765.744)	(348.259.678)
Ganancia bruta		149.606.505	127.798.832	75.163.098	63.031.640
Otros ingresos, por función.	26	465.242	1.071.774	255.147	585.222
Gasto de administración.	27	(67.268.420)	(60.388.708)	(33.588.973)	(32.738.844)
Otros gastos, por función.	27	(4.239.215)	(3.551.232)	(2.105.593)	(1.729.534)
Otras ganancias (pérdidas).	27	(2.450.055)	875.109	(2.248.086)	588.470
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		76.114.057	65.805.775	37.475.593	29.736.954
Ingresos financieros.	28	4.333.928	10.906.233	3.255.239	4.797.957
Costos financieros.	28	(30.051.708)	(55.300.235)	(16.204.544)	(26.965.666)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	7.472.440	2.810.321	4.881.373	980.725
Diferencias de cambio.	28	(185.269)	(14.482.372)	(48.205)	(14.377.973)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(5.326.867)	(6.467.575)	(3.309.742)	(3.587.895)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		52.356.581	3.272.147	26.049.714	(9.415.898)
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	(6.564.525)	(6.166.343)	(3.868.150)	(4.411.860)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		45.792.056	(2.894.196)	22.181.564	(13.827.758)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	37		61.750.501		48.945.047
Ganancia (pérdida)		45.792.056	58.856.305	22.181.564	35.117.289
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		43.641.631	23.771.414	21.092.891	7.894.157
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25	2.150.425	35.084.891	1.088.673	27.223.132
Ganancia (pérdida)		45.792.056	58.856.305	22.181.564	35.117.289

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	al	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		45.792.056	58.856.305	22.181.564	35.117.289
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.9	(2.229.025)	49.942	(23.443)	576.573
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(2.229.025)	49.942	(23.443)	576.573
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	25.9	(1.944.272)	(10.202.288)	(1.358.769)	68.522
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(1.944.272)	(10.202.288)	(1.358.769)	68.522
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9		(12.286.964)		3.646.700
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	(12.286.964)	0	3.646.700
Coberturas de inversiones netas en negocios en el extranjero					
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	25.9		(13.854.275)		61.898
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		(1.944.272)	(36.343.527)	(1.358.769)	3.777.120
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(4.173.297)	(36.293.585)	(1.382.212)	4.353.693
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	25.9	601.837	3.750	6.329	(111.412)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		601.837	3.750	6.329	(111.412)
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	25.9		231.196		(56.896)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		0	231.196	0	(56.896)
Otro resultado integral		(3.571.460)	(36.058.639)	(1.375.883)	4.185.385
Total resultado integral		42.220.596	22.797.666	20.805.681	39.302.674
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		40.649.166	264.980	20.105.889	11.397.733
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		1.571.430	22.532.686	699.792	27.904.941
Total resultado integral		42.220.596	22.797.666	20.805.681	39.302.674

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2017	1.519.239.989	(4.513.177)	(20.933.761)	(188.010)	(133.788)		(83.338.399)	(104.593.958)	125.677.878	1.535.810.732	71.855.503	1.607.666.235
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									43.641.631	43.641.631	2.150.425	45.792.056
Otro resultado integral			(2.032.836)		(959.629)			(2.992.465)		(2.992.465)	(578.995)	(3.571.460)
Total resultado integral	0	0	(2.032.836)	0	(959.629)	0	0	(2.992.465)	43.641.631	40.649.166	1.571.430	42.220.596
Dividendos.								0	(394.595)	(394.595)		(394.595)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	4.495.696							0		4.495.696		4.495.696
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.					(230.129)		1.985.880	1.755.751		1.755.751	(7.408.425)	(5.652.674)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.		(3.776.873)						0		(3.776.873)		(3.776.873)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	4.495.696	(3.776.873)	(2.032.836)	0	(1.189.758)	0	1.985.880	(1.236.714)	43.247.036	42.729.145	(5.836.995)	36.892.150
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2017	1.523.735.685	(8.290.050)	(22.966.597)	(188.010)	(1.323.546)	0	(81.352.519)	(105.830.672)	168.924.914	1.578.539.877	66.018.508	1.644.558.385

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
			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	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	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 2016	1.370.886.000		(11.981.124)	5.111.879	538.085	8.538	(59.918.126)	(66.240.748)	33.346.991	1.337.992.243	996.661.183	2.334.653.426
Ajustes de períodos anteriores												
Reexpresión por conversiones (Nota 3.31)								0	(19.162.447)	(19.162.447)	(40.926.647)	(60.089.094)
Incremento (disminución) por correcciones de errores.								0	0	0	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	(19.162.447)	(19.162.447)	(40.926.647)	(60.089.094)
Patrimonio reexpresado	1.370.886.000	0	(11.981.124)	5.111.879	538.085	8.538	(59.918.126)	(66.240.748)	14.184.544	1.318.829.796	955.734.536	2.274.564.332
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									23.771.414	23.771.414	35.084.891	58.856.305
Otro resultado integral			(7.314.216)	(11.474.437)	25.947		(4.743.728)	(23.506.434)		(23.506.434)	(12.552.205)	(36.058.639)
Total resultado integral	0	0	(7.314.216)	(11.474.437)	25.947	0	(4.743.728)	(23.506.434)	23.771.414	264.980	22.532.686	22.797.666
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	569.093.250							0		569.093.250		569.093.250
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.								0	(416.942)	(416.942)	(18.223.204)	(18.640.146)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	569.093.250	0	(7.314.216)	(11.474.437)	25.947	0	(4.743.728)	(23.506.434)	23.354.472	568.941.288	4.309.482	573.250.770
Patrimonio al final del ejercicio al 30 de junio de 2016	1.939.979.250	0	(19.295.340)	(6.362.558)	564.032	8.538	(64.661.854)	(89.747.182)	37.539.016	1.887.771.084	960.044.018	2.847.815.102

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2017 y 2016
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2017	01-01-2016
	al	30-06-2017	30-06-2016
	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.		1.071.665.649	1.151.482.106
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		953.392	2.320.015
Otros cobros por actividades de operación.		16.096.429	10.206.085
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(950.752.003)	(942.866.995)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(48.637.063)	(54.473.199)
Otros pagos por actividades de operación.		(20.940.229)	(30.425.413)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(29.721.637)	
Dividendos recibidos.		6.863.472	13.620.235
Intereses pagados.		(2.460.754)	(1.334.157)
Intereses recibidos.		3.641.641	7.233.710
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(3.394.205)	2.887.767
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(1.099.510)	51.155
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		42.215.182	158.701.309
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		11.500.892	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		7.000	417.615
Compras de propiedades, planta y equipo.		(93.451.703)	(79.654.674)
Compras de activos intangibles.		(6.273.480)	(4.866.135)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera.			67.790.250
Otras entradas (salidas) de efectivo.		88.414	27.068.671
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(88.128.877)	10.755.727
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		154.846.354	336.503.160
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		78.137.123	6.028.073
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		76.709.231	330.475.087
Préstamos de entidades relacionadas.		45.867.532	
Pagos de préstamos.		(148.873.357)	(360.776.163)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(66.373.564)	(10.055.682)
Dividendos pagados.		(1.112.850)	(4.191.377)
Intereses pagados.		(29.252.597)	(42.130.532)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.814.926)	(519.516)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(48.713.408)	(81.170.110)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios			
		(94.627.103)	88.286.926
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(104.087)	(63.528)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(94.731.190)	88.223.398
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	108.950.026	60.138.484
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		14.218.836	148.361.882

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2017 y 2016.

1.-	INFORMACION GENERAL.....	12
1.1.-	División social de Compañía General de Electricidad S.A.	13
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS.	15
2.1.-	Sector electricidad.	15
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.....	24
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados intermedios.	24
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	25
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2017, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	25
3.4.-	Bases de consolidación.	28
3.5.-	Entidades subsidiarias.....	30
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	35
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.....	36
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	36
3.9.-	Propiedades de inversión.	37
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	38
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	38
3.12.-	Costos por intereses.	40
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	40
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	40
3.15.-	Activos financieros.	40
3.16.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	42
3.17.-	Inventarios.	44
3.18.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	44
3.19.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	45
3.20.-	Capital social.	45
3.21.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	45
3.22.-	Préstamos y otros pasivos financieros.....	45
3.23.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	46
3.24.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	46
3.25.-	Provisiones.....	48
3.26.-	Subvenciones estatales.....	48
3.27.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	48
3.28.-	Reconocimiento de ingresos.....	49
3.29.-	Arrendamientos.....	50
3.30.-	Contratos de construcción.....	51
3.31.-	Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.	51
3.32.-	Distribución de dividendos.	52
3.33.-	Costo de ventas.	53
3.34.-	Estado de flujos de efectivo.....	53

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	53
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	53
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	54
4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	54
4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).	54
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.....	56
5.1.- Riesgo financiero.	56
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	60
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	61
7.1.- Activos financieros disponibles para la venta.	61
7.2.- Jerarquías del valor razonable.	61
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	63
8.1.- Composición del rubro.	63
8.2.- Estratificación de la cartera.	66
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	67
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	70
8.5.- Provisión y castigos.	70
8.6.- Número y monto de operaciones.	70
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	71
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	72
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	75
10.- INVENTARIOS.....	76
10.1.- Información adicional de inventarios.	76
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	77
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.....	77
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	78
13.1.- Composición del rubro.....	78
13.2.- Inversiones en asociadas.	79
13.3.- Sociedades con control conjunto.....	81
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	84
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.....	86
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.....	86
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	88
15.- PLUSVALIA.	89
16.- PROPIEDADES DE INVERSION.	90
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.....	90
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	90
16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	90
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	91
17.1.- Vidas útiles.....	91
17.2.- Detalle de los rubros.....	91
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.....	94
17.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	95
17.5.- Costo por intereses.....	95

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.....	95
18.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.....	95
18.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.....	96
19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.....	97
19.1.- Activos por impuestos diferidos.....	97
19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.....	98
19.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.....	98
19.4.- Compensación de partidas.....	99
20.- PASIVOS FINANCIEROS.....	100
20.1.- Clases de otros pasivos financieros.....	100
20.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.....	101
20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos).....	105
21.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	106
21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).....	106
21.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.....	107
22.- OTRAS PROVISIONES.....	108
22.1.- Provisiones – saldos.....	108
22.2.- Movimiento de las provisiones.....	108
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	109
23.1.- Detalle del rubro.....	109
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.....	109
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.....	110
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.....	110
23.5.- Hipótesis actuariales.....	110
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	111
24.1.- Ingresos diferidos.....	111
24.2.- Contratos de construcción.....	112
25.- PATRIMONIO NETO.....	112
25.1.- Gestión de capital.....	112
25.2.- Capital suscrito y pagado.....	113
25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.....	113
25.4.- Dividendos.....	114
25.5.- Reservas.....	114
25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.....	115
25.7.- Participaciones no controladoras.....	116
25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.....	117
25.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.....	117
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	118
26.1.- Ingresos ordinarios.....	118
26.2.- Otros ingresos, por función.....	119

27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES	119
27.1.- Gastos por naturaleza.....	119
27.2.- Gastos de personal.	119
27.3.- Depreciación y amortización.	120
27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	120
28.- RESULTADO FINANCIERO.	121
28.1.- Composición diferencias de cambio.	121
28.2.- Composición unidades de reajuste.....	122
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.....	122
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	123
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	123
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	123
29.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	124
30.- GANANCIAS POR ACCION.	124
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	124
31.1.- Criterios de segmentación.	124
31.2.- Cuadros patrimoniales.....	126
31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	128
31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.....	130
31.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	130
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	131
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.....	131
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	133
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	135
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.....	137
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	137
33.2.- Juicios arbitrales	142
33.3.- Sanciones administrativas:	144
33.4.- Sanciones.	151
33.5.- Restricciones.....	152
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	152
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.....	153
36.- MEDIO AMBIENTE.	153
37.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	161
37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	161
37.2.- Negocio de Gas natural.....	161
37.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)	161
38.- HECHOS POSTERIORES.	165

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 30 de junio de 2017 y 2016.

1.- INFORMACION GENERAL.

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

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

Compañía General de Electricidad S.A. es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 96,92% de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. es GAS NATURAL FENOSA INTERNACIONAL S.A. Agencia en Chile, que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por GAS NATURAL SDG, S.A. Asimismo, el controlador final de GAS NATURAL SDG, S.A. es Criteria Caixa Holding, S.A.U., en adelante grupo “la Caixa”, el grupo Repsol y Global Infrastructure Management (a través de su sociedad GIP III Canary 1), quienes en conjunto controlan un 64,4% de GAS NATURAL SDG, S.A.

Al 30 de junio de 2017, grupo “la Caixa” poseía el 24,4% de participación en el capital social de GAS NATURAL SDG, S.A, el grupo Repsol 20% y Global Infrastructure Management el 20,0% de participación en el mismo.

La emisión de estos estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2017 ha sido aprobada en Sesión de Directorio de fecha 27 de julio de 2017, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

1.1.- División social de Compañía General de Electricidad S.A.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. de fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social 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 la naciente CGE Gas Natural S.A. se le asignaron todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y aprovisionamiento de gas natural, y en la sociedad continuadora permanecen todos los activos y pasivos relacionados con los negocios de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Los saldos de los activos y pasivos asignados a ambas sociedades se tomaron de los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. al 31 de agosto de 2016.

Tal y como se indica en la Nota 37.2 los resultados obtenidos en el negocio de gas natural se presentan en los estados financieros del período terminado al 30 de junio de 2016 como “Ganancias Procedentes de Operaciones Discontinuas”.

1.1.1. Asignación de activos, pasivos y patrimonio.

A continuación se detallan los activos y pasivos que en el proceso de división de Compañía General de Electricidad S.A. fueron asignados a CGE Gas Natural S.A. (sociedad escindida):

- a) Monto de disponible por M\$ 6.000.000.

b) Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Moneda	Corrientes		No corrientes	
					31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil	CL \$	450.000			0
TOTALES						450.000		0

c) Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Saldo al 31-08-2016 M\$
Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	94,49915%	610.449.027
Metrogas S.A.	Chile	CL \$	8,33018%	82.839.223
Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	CL \$	8,33018%	1.017.610
Total				694.305.860

d) Otros activos financieros (corrientes y no corrientes)

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Valor justo	
					31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
CGE S.A.	Cross Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo		25.626.750
Total					0	25.626.750

e) Otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes)

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Valor justo	
					31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
CGE S.A.	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo Bancario	359.898	6.581.198
Total					359.898	6.581.198

Pasivos financieros	Moneda	31-08-2016	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$
Gastos diferidos	CL \$		(468.353)
Total		0	(468.353)

f) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T	Sociedad	País de origen	Moneda	Corrientes	No corrientes
				31-08-2016 M\$	31-08-2016 M\$
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	2.467.438	0
0 - E	Clover Financial & Treasury Services Ltd.	Irlanda	CL \$	334.719	0
0 - E	Clover Financial & Treasury Services Ltd.	Irlanda	CL \$	0	186.606.750
TOTALES				2.802.157	186.606.750

g) Pasivos por Impuestos diferidos

Pasivos por impuestos diferidos	31-08-2016 M\$
Relativos a gastos anticipados.	119.430
Total	119.430

2.- DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS.

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.823.779 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 6.842 GWh al 30 de junio de 2017.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, a la diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución.

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

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

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

Concentración de las operaciones:

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

Demanda:

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

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país.

- i) CGE DISTRIBUCIÓN: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, esta compañía cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos por el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: ENEL Generación Chile S.A., Colbún S.A., Campanario Generación 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 y WPD Santa Fe SpA.

Sin perjuicio de lo anterior, ante el incumplimiento de pagos de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia a contar del mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro por los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en 2009, por lo que CGE Distribución S.A. realizó diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de dichos procesos de licitación, la Sociedad adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. y, posteriormente, en virtud de las adjudicaciones realizadas el 12 de diciembre de 2014, la Comisión Nacional de Energía consideró que la energía correspondiente al contrato entre Campanario Generación S.A. y CGE Distribución S.A. se encuentra cubierta a partir del año 2018.

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

- ii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CONAFE cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CONAFE mantiene contratos con las empresas generadoras Colbún S.A., ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

Para el caso del suministro destinado a clientes libres, este se abastece a través de los contratos que CONAFE mantiene con Gas Sur S.A. y Guacolda Energía S.A.

Asimismo, la subsidiaria Empresa Eléctrica Atacama S.A. (EMELAT) cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2016, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT mantiene contratos por con los generadores ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., AES Gener S.A, Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Engie Energía Chile S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA, Empresa Eléctrica Rucatayo S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato suscrito con Gas Sur S.A.

- iii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados las distribuidoras EMELARI, ELIQSA y ELECDA, cuentan con contratos de suministro de energía y potencia a precio regulado suscritos en el marco de las licitaciones efectuadas entre los años 2006 y 2016.

En efecto, para abastecer los consumos de sus clientes regulados, éstas mantienen contratos con los generadores Engie Energía 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., ENEL Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., AES Gener S.A, Empresa Eléctrica Carén S.A., Empresa Eléctrica ERNC-1 S.A., Chungungo S.A., Energía Cerro El Morado S.A., SPV P4 S.A., San Juan S.A., Colbún S.A., Santiago Solar S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., Central El Campesino S.A., Norvind S.A., Atacama Generación Chile S.A., Besalco Energia Renovable S.A., Caman Eólica SpA, Cerro Tigre Eólica SpA, Ckani Eólica SpA, Coihue Eólica SpA, Cox Energy Chile SpA, Esperanza Eólica SpA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SpA, Puelche Sur Eólica SpA, Tchamma Eólica SpA, WPD Duqueco SpA, WPD Malleco II SpA, WPD Malleco SpA, WPD Negrete SpA y WPD Santa Fe SpA.

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

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327 - 1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

- i) Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución y a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas y con el objeto de dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II. El precio de nudo contiene los precios aplicables al uso de los sistemas de transmisión zonal;

- Cargo único por uso del Sistema Troncal; y
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

Tanto el precio de nudo como el cargo único por uso del Sistema Troncal son traspasados a los clientes finales, en consecuencia, la empresa distribuidora sólo recauda el VAD.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora, dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución remunera:

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

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía Fomento y Turismo. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, del precio del cobre, del precio del aluminio y del dólar, reflejando las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad.

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

El 2 de abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 1T-2012 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias para el cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016. Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente al cuatrienio noviembre 2016 - noviembre 2020 no ha sido publicado, sin perjuicio de lo cual la aplicación de las tarifas de distribución que resulten de ese proceso regirá en forma retroactiva desde el 4 de noviembre del 2016.

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, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

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

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

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancia, es sometido al dictamen del Panel de Expertos.

El 14 de marzo de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 8T del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, actualmente vigente.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGIA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSEDSA abastece a 945.681 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 2.601 GWh acumulados al 30 de junio de 2017.

Demanda:

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

Precios:

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

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

2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

Participación de mercado de CGE:

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

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

En la actualidad, CGE está presente en las regiones de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Biobío, Araucanía y de Los Ríos, principalmente con instalaciones de transmisión zonal que representan un valor anualizado de inversiones (aVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 34% del aVI + COMA del total de las instalaciones de transmisión zonal del Sistema Interconectado Central (SIC).

El desarrollo de sistemas de transmisión zonal es una actividad que, como giro principal, realizan dos empresas en el SIC. Algunas empresas generadoras, distribuidoras y clientes industriales también han desarrollado instalaciones de transmisión zonal, para interconectar al SIC sus centrales de generación o sus consumos, según corresponda.

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

Dentro de este negocio también participa TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), es decir, EMELARI, ELIQUA y ELECDA, que también disponen de activos propios asociados a esta actividad.

Demanda:

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

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

Precios:

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

Las instalaciones existentes de Transmisión Zonal son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través de un estudio tarifario, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años y tiene vigencia para un periodo de cuatro años. El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas.

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

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

Las tarifas de transmisión zonal vigentes son las fijadas en el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 9 de abril de 2013, cuya vigencia fue extendida por la Ley N° 20.936 hasta diciembre de 2017, con excepción de aquellas disposiciones, factores y condiciones relativas al pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las generadoras, quienes quedarán excluidos de dicho pago.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

El Grupo CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, en el Sistema de Magallanes, a través de EDELMAG, con una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 114 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

3.1.1.- Presentación

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

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

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han homogeneizado las políticas contables de todas las subsidiarias incluidas en el perímetro con aquellas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A.

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.

Tal y como se indica en la Nota 37.2 y se expone en Nota 1.1 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 y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Los activos y pasivos asociados a comercialización y aprovisionamiento de gas natural han sido asignados a la escindida CGE Gas Natural S.A., por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas natural se presentan en los estados financieros del período terminado al 30 de junio de 2016 como "Ganancias Procedentes de Operaciones Discontinuas".

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 2017.

- 3.2.1.- NIIF 12 “Revelación de intereses en otras entidades”. Las modificaciones aclaran los requerimientos de revelación de la NIIF 12, aplicables a la participación de una entidad en una subsidiaria, un negocio conjunto o una asociada que está clasificada como mantenido para la venta.
- 3.2.2. Modificación a NIC 7 “Estado de flujos de efectivo”, emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo.
- 3.2.3 Modificación a NIC 12 “Impuesto a las ganancias”, emitida en enero de 2016, aclara como registrar los activos por impuestos diferidos correspondientes a los instrumentos de deuda medidos al valor razonable.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2017, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.2.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.3.- CINIIF 22 “Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas”. Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada Si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada. La interpretación será de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.4.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.
- 3.3.5.- Enmienda a NIIF 2 “Pagos basados en acciones”. Emitida en junio de 2016. Estas enmiendas realizadas abordan las condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo, la clasificación de transacciones de pagos basados en acciones, netas de retención de impuesto sobre la renta y la contabilización de las modificaciones realizadas a los términos de los contratos que modifiquen la clasificación de pagos liquidados en efectivo o liquidados en acciones de patrimonio

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

- 3.3.6.- Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”. Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:
- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguro. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
 - El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan IFRS 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la IFRS 9., permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

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

- 3.3.7.- NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Esta modificación aclara que una entidad que es una organización de capital de riesgo, u otra entidad que califique, puede elegir, en el reconocimiento inicial valorar sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada. Las modificaciones deben aplicarse retrospectivamente y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.
- 3.3.8.- NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.
- 3.3.9.- 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.
- 3.3.10.- CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”. Emitida en junio de 2017. Esta interpretación aclara la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición requeridos por la NIC 12 Impuestos sobre la renta cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Se aplicará esta Interpretación para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.
- 3.3.11.- NIIF 17 “Contratos de Seguros”. Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

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

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

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

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

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

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

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

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

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

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

3.4.3.- Negocios conjuntos.

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

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

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

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

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

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

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

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

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					30-06-2017			31-12-2016
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,34365%	0,00000%	99,34365%	99,34365%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	99,42645%	0,00000%	99,42645%	99,42645%
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%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	98,21715%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99945%	0,00055%	100,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99607%	0,00393%	100,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99324%	0,00676%	100,00000%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99101%	0,00899%	100,00000%	100,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	71,81404%	20,86513%	92,67917%	0,00000%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	88,58393%	0,00000%	88,58393%	0,00000%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	69,42718%	24,73191%	94,15909%	0,00000%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	75,00000%	25,00000%	100,00000%	0,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

3.5.2.1 Perímetro de consolidación directo

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 S.A.", reducción del número de directores, quórum para su funcionamiento y remuneración entre otras materias.

Lo anterior implica cambio en perímetro de consolidación directo de Compañía General de Electricidad S.A. que considera las filiales directas de la absorbida.

Tal como se expone en Nota 1.1 con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación del 94,49915% en la subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. (RUT 76.560.818-K), esto implica la modificación del perímetro de consolidación directo de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2016, se materializó la venta de por parte de la Sociedad y de su subsidiaria CGE Magallanes S.A. del 100% de las acciones que poseían en Tecnet S.A. a Ezentis Chile S.A.

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.

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.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

3.5.2.2 Perímetro de consolidación indirecto

Los siguientes cambios se han producido en el perímetro de consolidación indirecto de nuestras subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016:

Con fecha 30 de marzo de 2016, en Junta Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la división de Gasco S.A. en dos sociedades. Gas Natural Chile S.A. dedicada al desarrollo de los negocios de gas natural y Gasco S.A. (continuadora) dedicada al desarrollo de los negocios de gas petróleo.

Con fecha 31 de marzo de 2016, la 2ª. Junta Extraordinaria de Accionistas de Inversiones Atlántico aprobó la división de la Sociedad, en dos sociedades en la que la sociedad continuadora Inversiones Atlántico S.A. conserva el conjunto de los activos y pasivos relacionados, directa e indirectamente en el negocio de gas licuado de petróleo y una nueva sociedad, Sociedad de Inversiones Atlántico S.A., a la cual se le asignan el resto de los activos y pasivos relacionados, directa o indirectamente con la participaciones en las sociedades de gas natural.

Con fecha 26 de mayo de 2016 se celebró Junta Extraordinaria de Accionistas mediante la cual se aprobó la división de Metrogas S.A. entre sí y una nueva sociedad que se crea en virtud de la división, con el objeto de separar el negocio de distribución de gas natural, que permanecerá en la continuadora legal Metrogas S.A., del de aprovisionamiento, el cual pasará a la nueva sociedad denominada Aprovisionadora Global de Energía S.A.

Producto de esta división la subsidiaria Metrogas S.A. modifica su perímetro de consolidación, que excluye las subsidiarias Empresa Chilena de Gas Natural S.A. y Centrogas S.A. y las sociedades de control conjunto GNL Quintero S.A., GNL Chile S.A., Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A., Gasoducto Gasandes S.A. y Andes Operaciones y Servicios S.A. cuyos activos han sido asignados por la Junta Extraordinaria de Accionistas a la subsidiaria Aprovisionadora Global de Energía S.A.

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. Producto de lo anterior dejan de pertenecer al perímetro de consolidación de CGE las empresas Gasco S.A. (RUT 90.310.000-1), Gasmar S.A. (RUT 96.636.520-K), Gasco GLP S.A. (RUT 96.568.740-8), Inversiones Invergás S.A. (RUT 79.738.350-3), Inversiones Atlántico S.A. (RUT 96.930.050-8), Automotive Gas Systems S.A. (RUT 96.964.210-8), Transportes e Inversiones Magallanes S.A. (RUT 76.076.073-0), Autogasco S.A. (RUT 76.742.300-4), Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. (sociedad extranjera), Unigas Colombia S.A. E.S.P. (sociedad extranjera) y JGB Inversiones S.A.S. E.S.P. (sociedad extranjera).

Con fecha 6 de Julio de 2016, 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 controla de Gas Natural Chile S.A., la cual declaró exitosa con fecha 8 de agosto de 2016, adquiriendo 63.629.621 acciones representativas del 37,875% de participación en la misma. Producto de lo anterior, la Sociedad posee un total de 95.128.954 acciones de Gas Natural Chile S.A. que representa el 94,499% de las acciones emitidas por la Sociedad.

Tal como se expone en Nota 1.1 con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación del 94,49915% en la subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. y producto de ello en las subsidiarias indirectas Metrogas S.A. (RUT 96.722.460-K), Aprovevisionadora Global de Energía S.A. (RUT 76.578.731-9), Gas Sur S.A. (RUT 96.853.490-4), Sociedad Inversiones Atlántico S.A. (RUT 76.580.784-0), GN Holding Argentina S.A. (RUT 76.171.653-0), Gasoducto del Pacífico S.A. (RUT 96.762.250-8), Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. (sociedad extranjera), Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. (sociedad extranjera), Centrogas S.A. (RUT 96.867.260-6), Empresa Chilena de Gas Natural S.A. (RUT 96.620.900-3), Financiamiento Doméstico S.A. (RUT 99.589.320-7), Innergy Holdings S.A. (RUT 96.856.650-4), Innergy Transportes S.A. (RUT 96.856.700-4), Innergy Soluciones Energéticas S.A. (RUT 96.861.390-1) y GN Holding Argentina Comercializadora S.A. (sociedad extranjera), en conjunto con ello de las subsidiarias indirectas , esto implica la modificación del perímetro de consolidación indirecto de Compañía General de Electricidad S.A.

Con fecha 30 de noviembre de 2016, se materializó la venta de por parte de la Sociedad del 45,20550% y de su subsidiaria Novanet S.A. del 58,78734% de las acciones que poseían en Enerplus S.A. a Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, se materializó la venta de por parte de las subsidiarias Transformadores Tusan S.A. y Energy Sur S.A. del 100,00% de las acciones que poseían en Hormigones del Norte S.A. a Inversiones Cruz Grande S.A., Asesorías e Inversiones I & V Ltda., Alvaro López Valenzuela, Asesorías e Inversiones Cruz & Irarrázaval Spa, Transportes Ferbas Ltda., Asesorías e Inversiones Lo Cañas Ltda., Inversiones Proyecto Ltda. e Inversiones Alicante Ltda.

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

3.5.3.- Entidades de consolidación indirecta.

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

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2017		31-12-2016	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	55,00000%	55,00000%	55,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	90,40552%	88,79373%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	88,14828%	86,57673%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquadano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	90,96851%	89,34668%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	97,42639%	95,68942%
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	0,00000%	0,00000%	98,40504%	96,65063%
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	98,40504%	97,84064%	98,40504%	97,84064%
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%
96.641.320-4	Inversiones San Sebastián S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99980%	55,10680%
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	International Financial Investments S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	99,99164%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	International Financial Investments S.A.	98,03450%	99,99650%	98,03450%	99,99650%
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	CGE Magallanes S.A.	0,00000%	0,00715%	0,00000%	0,00715%

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

3.5.4.1.- Entidades asociadas

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2017		31-12-2016	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Avda. del Valle Norte 857 Piso 4, Huechuraba, Santiago	CL \$	Inv. y Gestión S.A.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%

Con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación en la sociedad subsidiaria directa Gas Natural Chile S.A. e indirecta GN Holding Argentina Comercializadora S.A., y por lo tanto de la participación de éstas en las asociadas Gas Natural Producción S.A. y Gasmarket S.A., respectivamente.

3.5.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						30-06-2017		31-12-2016	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A,	50,00000%	49,99582%	50,00000%	48,67843%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A,	19,50000%	19,42211%	19,50000%	18,91034%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	10,00000%	10,00000%	10,00000%	10,00000%

Con fecha 14 de octubre de 2016, se aprobó la división social de Compañía General de Electricidad S.A. en una sociedad continuadora y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división, denominada CGE Gas Natural S.A. Dentro de los activos asignados a CGE Gas Natural S.A. está la participación en la sociedades subsidiarias indirectas Aprovevisionadora Global de Energía S.A. y GN Holding Argentina Comercializadora S.A., y por lo tanto de la participación de éstas en las sociedades de control conjunto asociadas GNL Quintero S.A., GNL Chile S.A., Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A., Gasoductos Gasandes S.A., Gascart S.A. y Gasnor 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 intermedios.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

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

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

3.6.3.- Bases de conversión.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre respectivamente:

Fecha	CL \$ / US \$	CL \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$
30-06-2017	664,29	758,32	26.665,09	39,96
31-12-2016	669,47	705,60	26.347,98	42,28
30-06-2016	661,37	731,93	26.052,07	43,97

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

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

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

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

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

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

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, gas, servicios e inversiones, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 31.

La actividad de venta de gas fue escindida con fecha 14 de Octubre de 2016 a CGE Gas Natural S.A.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

Las propiedades, planta y equipo de la Sociedad, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir. Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio eléctrico de las subsidiarias, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. En el proceso de consolidación de esta sociedad matriz dichos efectos son revertidos dejando el costo como valor contable, dado que esta es la política utilizada por su matriz Gas Natural SDG S.A.

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

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

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

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

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

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

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

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados.

3.9.- Propiedades de inversión.

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

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

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

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

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de Compañía General de Electricidad S.A. en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor relacionado con adquisiciones de asociadas o coligadas se incluye en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en una coligada. El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de una combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.11.- Activos intangibles distintos de la plusvalía.

3.11.1.- Marcas comerciales y licencias.

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

3.11.2.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo o al valor asignado en combinación de negocios. La explotación de dichos derechos en general no tiene una vida útil definida, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.11.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base al valor razonable atribuido a la concesión en caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios.

Asimismo, las concesiones de distribución, transporte eléctrico y de distribución de gas 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.

3.11.4 Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas 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.

3.11.5 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.

3.11.6.- 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.

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

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

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

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

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

3.15.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

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

3.15.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que Compañía General de Electricidad S.A. se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y Compañía General de Electricidad S.A. ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor razonable. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho de Compañía General de Electricidad S.A. a percibir los pagos por los dividendos.

Cuando un título o valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro "Otras ganancias (pérdidas)".

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro Otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho de Compañía General de Electricidad S.A. a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), Compañía General de Electricidad S.A. establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Los activos y pasivos financieros se exponen netos en el estado de situación financiera cuando existe el derecho legal de compensación y la intención de cancelarlos sobre bases netas o realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

3.16.- Instrumentos financieros derivados y actividad 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.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

3.16.1.- Coberturas de valor razonable.

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

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

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

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

3.16.2.- 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.

3.16.3.- 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.

3.16.4.- 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.

3.17.- 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.

3.18.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

Las cuentas comerciales a cobrar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que los plazos medios de vencimientos no superan los 20 días desde su facturación y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos. Las cuentas comerciales a cobrar no corrientes se reconocen a su costo amortizado.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.19.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, con un riesgo poco significativo de cambio de valor y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasifican como Otros Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

3.20.- 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.

3.21.- 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.

3.22.- 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.

3.23.- 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.

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

3.24.1.- 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.

3.24.2.- 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.

3.24.3.- 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.

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 3.24.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

- i) A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- ii) De proporcionar beneficios por cese como resultado de una oferta hecha para incentivar el retiro voluntario. Los beneficios que vencen en más de 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera, de existir, se descuentan a su valor presente.

3.24.5.- 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.

3.24.6.- 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.

3.25.- 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.

3.26.- Subvenciones estatales.

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

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, planta y equipo se presentan netas del valor del activo correspondiente y se abonan en el estado de resultados sobre una base lineal durante las vidas esperadas de los activos.

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

3.27.- 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.

3.28.- Reconocimiento de ingresos.

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A. Los ingresos ordinarios se presentan netos de impuestos a las ventas, devoluciones, rebajas y descuentos.

Compañía General de Electricidad S.A. reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de Compañía General de Electricidad S.A., tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

3.28.1.- Ventas de electricidad.

El ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.28.2.- 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.

3.28.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando Compañía General de Electricidad S.A. ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien Compañía General de Electricidad S.A. tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.28.4.- Ingresos por intereses.

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

3.28.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.29.- Arrendamientos.

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

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

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

- 3.29.2.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendatario - arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

- 3.29.3.- Cuando una entidad de Compañía General de Electricidad S.A. es el arrendador.

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

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

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedades, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.30.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance físico. Cuando el resultado de un contrato de construcción no puede estimarse de forma fiable, los ingresos del contrato se reconocen sólo hasta el límite de los costos del contrato incurridos que sea probable que se recuperarán. Cuando el resultado de un contrato de construcción puede estimarse de forma fiable y es probable que el contrato vaya a ser rentable, los ingresos del contrato se reconocen durante el período del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

3.31.- Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.

A través de los Oficios Ordinarios N° 4550 y N° 7515, de fecha 05 de marzo de 2015 y 15 de abril de 2015 respectivamente, la SVS notificó a la subsidiaria Metrogas S.A. el cambio en los criterios de contabilización de los costos de conversión estableciendo que los mismos no pueden ser incorporados como activos en los estados financieros sino como gasto.

Con fecha 28 de abril de 2015, Metrogas S.A. interpuso un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Con fecha 08 de abril de 2016, las partes presentan un escrito al tribunal, mediante el cual Metrogas S.A. se desiste del recurso de reclamación interpuesto y la Superintendencia de Valores y Seguros acepta dicho desistimiento. Posteriormente, a través del Oficio Ordinario N°10.089 de fecha 22 de abril de 2016, la SVS autorizó que dichos cambios sean realizados a contar de los estados financieros al 31 marzo de 2016.

Lo anterior implica un cambio en el tratamiento de las conversiones realizada por la Compañía puesto que las erogaciones que representan estas conversiones serán tratadas como gastos del ejercicio en que se incurren, en lugar de considerarlas como parte de los activos medidores y reguladores, como se hacía hasta el 31 de diciembre de 2015.

Como consecuencia de lo anterior y de acuerdo a la NIC 8 "Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores" el cambio fue realizado en forma retroactiva reexpresando los estados financieros consolidados del 31 de diciembre 2015 para efectos comparativos con los del ejercicio 2016, incluyendo los efectos de este cambio de criterio en dicha fecha.

Los saldos reexpresados de cada línea de los estados financieros afectados de ejercicios anteriores son los siguientes:

Efecto en el patrimonio Incremento (disminución) del patrimonio neto	
ACTIVOS	31-12-2015 M\$
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Propiedades, planta y equipo. (neto)	(81.947.813)
Activos por impuestos diferidos.	869.247
Total activos no corrientes	(81.078.566)
TOTAL ACTIVOS	(81.078.566)
PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2015 M\$
PASIVOS NO CORRIENTES	
Pasivo por impuestos diferidos.	(20.989.472)
Total pasivos no corrientes	(20.989.472)
TOTAL PASIVOS	(20.989.472)
PATRIMONIO	
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	(8.338.085)
Otras reservas.	(10.824.362)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	(19.162.447)
Participaciones no controladoras.	(40.926.647)
Total patrimonio	(60.089.094)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	(81.078.566)

Los activos y pasivos indicados precedentemente forman parte de los estados financieros consolidados de CGE Gas Natural S.A. al 31 de Diciembre de 2016 en virtud del proceso de división de la Sociedad citado en Nota 1.1.

3.32.- 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.

3.33.- 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 distribución, 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.

3.34.- Estado de flujos de efectivo

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

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

A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.

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

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

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

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

Compañía General de Electricidad S.A. evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.13. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2016 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1). No hay indicios de deterioro al 30 de junio de 2017.

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

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

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

Compañía General de Electricidad S.A. determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza Compañía General de Electricidad S.A. para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, Compañía General de Electricidad S.A. considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.

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

4.4.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos de Precios de Contratos de Suministro y de Precios de Subtransmisión (Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía).

Para Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Las tarifas de compra de energía establecidas en los diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los procesos licitatorios, y los correspondientes precios de subtransmisión, son traspasados a las tarifas de los clientes regulados mediante las fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación a los referidos precios de subtransmisión, el 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron, a partir del 1 de enero de 2011, las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, cuya vigencia fue extendida hasta diciembre de 2017 por la Ley 20.936, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, publicada el 20 de julio de 2016.

Así, el 4 de marzo de 2016 fue publicado el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016; el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016; y el 1 de septiembre de 2016, el Decreto 9T-2016 (rectificado por el Decreto 10T-2016), todos del Ministerio de Energía, mediante los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016, 1 de abril de 2016, 1 de mayo de 2016 y 1 de septiembre de 2016, respectivamente.

Del mismo modo, mediante el Oficio N° 3645 del 28 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación del Decreto 1T-2016, y a través del Oficio N° 10571/2016 del 12 de agosto de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 4T-2016 y 7T-2016.

Respecto a la reliquidación de los decretos publicados con posterioridad a la Ley 20.936, las diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto.

Aún, se encuentra pendiente la publicación del decreto de precios de nudo promedio que fijará los precios con vigencia a contar del mes de enero de 2017, lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

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

Para Transmisoras de Energía Eléctrica.

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

Al respecto, en el periodo que medió entre el inicio de vigencia del Decreto 14-2012 y su aplicación por parte del CDEC-SIC, esto es entre los meses de enero de 2011 y agosto de 2013, la Sociedad facturó provisionalmente sus ingresos de acuerdo al Decreto N° 320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que tarifica las instalaciones de subtransmisión, el cual fue publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009 y cuya vigencia fue hasta el 31 de diciembre de 2010.

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

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que están sometidas CGE y sus subsidiarias son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios del sector eléctrico en que participan las empresas de CGE, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, tanto en las actividades de distribución y subtransmisión de electricidad. Asimismo, 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 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, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 30 de junio de 2017 el stock de deuda en moneda extranjera alcanza a M\$ 27.185.077, encontrándose en su totalidad en pesos argentinos. En consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio sólo afecta al 2,60% de la deuda financiera total, lo que implica que el 97,40% se encuentra expresado en Unidades de Fomento o pesos chilenos.

Tipo de deuda	30-06-2017		31-12-2016	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	560.686.631	53,58%	583.436.652	55,11%
Deuda en unidades de fomento	458.524.824	43,82%	453.045.123	42,80%
Deuda en moneda extranjera - m/e	27.185.077	2,60%	22.102.335	2,09%
Total deuda financiera	1.046.396.532	100,00%	1.058.584.110	100,00%

Al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2017, el valor del peso argentino alcanzó a \$ 39,96 es decir un 5,5% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2016, fecha en que alcanzó un valor de \$ 42,28.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados de CGE y sus subsidiarias a junio de 2017 debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio.

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 2017		39,96	680.307	27.185.077	
	-1%	39,56	680.307	26.913.226	(271.851)
	1%	40,36	680.307	27.456.928	271.851

Como resultado de esta sensibilización, la utilidad antes de impuesto de CGE habría disminuido en M\$ 271.851 ante un alza de un 1% en el valor de tipo de cambio y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de un 1%.

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 30 de junio de 2017, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 43,82 % de su deuda financiera expresada en UF. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 30 de junio de 2017, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 4.585.248 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

En este sentido, CGE posee una exposición acotada al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 56% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) al cierre de los estados financieros al 30 de junio de 2017 se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 2.248.548 de mayor gasto por intereses.

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

El riesgo de liquidez en las empresas que pertenecen a Compañía General de Electricidad S.A., es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, un 89% 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 la 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 radicados mayoritariamente en el largo plazo.

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 30-06-2017	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	139.380.372	305.120.646	236.196.857	0	0	680.697.875
Bonos	17.518.911	39.279.981	76.655.976	176.805.226	307.678.180	617.938.275
Total	156.899.283	344.400.628	312.852.833	176.805.226	307.678.180	1.298.636.150
Porcentualidad	12%	26%	24%	14%	24%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2016	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	95.483.709	389.339.821	225.406.254	0	0	710.229.784
Bonos	17.310.570	34.621.140	76.190.230	165.005.324	326.117.570	619.244.835
Total	112.794.279	423.960.962	301.596.484	165.005.324	326.117.570	1.329.474.619
Porcentualidad	8%	32%	23%	12%	25%	100%

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

En la actividad de distribución de electricidad, principal negocio de CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley. Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de CGE es de aproximadamente 2,8 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 5,00% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	1.692.708.619	1.669.515.109
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	464.241.344	454.939.444
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	100.738.293	92.902.282
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,8	2,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,00%	4,68%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la Compañía al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de CGE y sus subsidiarias, que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 30 de junio de 2017	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	630.156.488	632.467.723	0,37%
Bonos	416.240.044	488.321.958	17,32%
Total pasivo financiero	1.046.396.532	1.120.789.682	7,11%

Deuda al 31 de diciembre de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	647.362.276	647.257.442	-0,02%
Bonos	411.221.834	471.922.624	14,76%
Total pasivo financiero	1.058.584.110	1.119.180.066	5,72%

5.1.7. Restricciones financieras

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2017 la sociedad y sus subsidiarias incluidas en los estados financieros consolidados intermedios se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	678.451	731.423
Saldos en bancos.	13.416.194	9.719.619
Otros depósitos a la vista.		
Total efectivo.	14.094.645	10.451.042
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	124.191	60.055.295
Otros equivalentes al efectivo (*).		38.443.689
Total equivalente al efectivo.	124.191	98.498.984
Total	14.218.836	108.950.026

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados intermedios de situación financiera al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016 no difieren del presentado en los estados consolidados intermedios de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

(*) Otros equivalentes al efectivo	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Cuotas de fondos mutuos.		38.443.689
Total otros equivalentes al efectivo.	0	38.443.689

La composición del rubro por tipo de monedas al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	8.620.801	106.670.225
	US \$	840.989	666.825
	AR \$	4.756.735	1.612.673
	EUR \$	311	303
Total		14.218.836	108.950.026

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016 es la siguiente:

Otros activos financieros	30-06-2017		31-12-2016	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		175.001
Total	0	175.001	0	175.001

7.1.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		30-06-2017	31-12-2016
			30-06-2017	31-12-2016	M\$	M\$
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

7.2.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. 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 financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2017 y 31 diciembre de 2016, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

7.2.1.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-06-2017		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Total	0	175.001	0	0	175.001

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2016		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 NIC 39, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, neto.	306.052.185	313.161.013	15.209.204	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	207.776	225.946	958.212	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, neto.	40.078.879	31.067.348	996.795	1.068.519
Total	346.338.840	344.454.307	17.164.211	17.582.855

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	80.449	8.664		
Anticipo honorarios.	3.472	1.559		
Préstamos al personal.	2.625.896	3.199.603	579.732	625.469
Anticipo de remuneraciones.	317.428	607.402		
Fondos por rendir.	167.718	166.884		
Sub total	3.194.963	3.984.112	579.732	625.469
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	2.461.172	3.038.121		
Sub total	2.461.172	3.038.121	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	19.349.501	11.750.056		
Anticipo Proveedores.	12.211.583	8.659.561		
Instalaciones y proyectos por cobrar.			411.343	437.492
Boletas garantías.	10.730	11.016		
Otros documentos por cobrar.	3.140.966	4.177.458	5.720	5.558
Otros.	340.036	64.823		
Provisión de deterioro.	(630.072)	(617.799)		
Sub total	34.422.744	24.045.115	417.063	443.050
Total	40.078.879	31.067.348	996.795	1.068.519

(*) Ver Nota N° 4.4

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales, bruto.	406.160.406	405.445.496	15.209.204	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	207.776	225.946	958.212	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, bruto.	40.708.951	31.685.147	996.795	1.068.519
Total	447.077.133	437.356.589	17.164.211	17.582.855

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Deudores comerciales.	100.108.221	92.284.483
Otras cuentas por cobrar.	630.072	617.799
Total	100.738.293	92.902.282

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial.	92.902.282	86.265.183
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(71.255)	(5.446.240)
Trasferencia por división social (*)		(2.991.426)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(17.410)	(66.979)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	7.924.676	15.141.744
Total	100.738.293	92.902.282

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que Compañía General de Electricidad S.A. no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, las empresas distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N°146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado. Compañía General de Electricidad S.A. ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

- Clientes energéticos
- Clientes no energéticos
- Clientes de retail

Se consideran saldos de dudoso cobro, todos aquellos cuya antigüedad de morosidad sea igual o superior a 180 días (seis meses). Se computa el cálculo de 180 días a partir del vencimiento del documento de cobro (facturas, boletas, convenios, etc). Los servicios clasificados como municipales y fiscales son excluidos de esta provisión.

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

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

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

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	30-06-2017			31-12-2016		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	290.381	(82.605)	207.776	316.027	(90.081)	225.946
Posterior a un año pero menor de cinco años.	970.257	(172.000)	798.257	997.025	(200.721)	796.304
Más de cinco años.	171.251	(11.296)	159.955	267.618	(19.265)	248.353
Total	1.431.889	(265.901)	1.165.988	1.580.670	(310.067)	1.270.603

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

30-06-2017	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	229.066.813	66.479.121	16.498.101	6.501.810	4.160.708	3.572.381	2.567.910	2.733.432	3.198.221	86.591.113	421.369.610	406.160.406	15.209.204
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.165.988										1.165.988	207.776	958.212
Otras cuentas por cobrar, bruto.	38.890.548	1.117.578	1.078.007	12.828	50.651	12.442	77.015			466.677	41.705.746	40.708.951	996.795
Provision deterioro	(1.348.931)	(562.036)	(702.515)	(245.601)	(227.920)	(297.822)	(245.020)	(2.733.432)	(3.198.221)	(91.176.795)	(100.738.293)	(100.738.293)	
Total	267.774.418	67.034.663	16.873.593	6.269.037	3.983.439	3.287.001	2.399.905	0	0	(4.119.005)	363.503.051	346.338.840	17.164.211

31-12-2016	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	221.669.228	77.248.738	16.081.057	6.472.599	5.974.758	3.638.725	3.207.621	2.578.290	3.145.284	80.898.875	420.915.175	405.445.496	15.469.679
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.270.603										1.270.603	225.946	1.044.657
Otras cuentas por cobrar, bruto.	29.755.730	1.066.222	1.028.029	12.702	41.954	56.049	77.932			715.048	32.753.666	31.685.147	1.068.519
Provision deterioro	(3.340.006)	(684.301)	(698.694)	(334.143)	(336.516)	(342.588)	(321.953)	(2.577.059)	(3.143.512)	(81.123.510)	(92.902.282)	(92.902.282)	
Total	249.355.555	77.630.659	16.410.392	6.151.158	5.680.196	3.352.186	2.963.600	1.231	1.772	490.413	362.037.162	344.454.307	17.582.855

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

El resumen de estratificación de cartera al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

30-06-2017								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		123.994.520			3.369		123.997.889	
Por vencer. (2)	534.597	75.831.847	(103.162)	228.831	29.237.077	(1.245.769)	105.068.924	(1.348.931)
Sub total por vencer	534.597	199.826.367	(103.162)	228.831	29.240.446	(1.245.769)	229.066.813	(1.348.931)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	518.570	65.383.935	(308.210)	11.256	1.095.186	(208.230)	66.479.121	(516.440)
Entre 31 y 60 días	108.609	15.983.567	(276.654)	5.525	514.534	(114.576)	16.498.101	(391.230)
Entre 61 y 90 días	44.277	6.044.167	(162.172)	4.647	457.643	(83.429)	6.501.810	(245.601)
Entre 91 y 120 días	41.851	3.832.698	(158.891)	4.574	328.010	(69.030)	4.160.708	(227.921)
Entre 121 y 150 días	46.832	3.272.030	(200.530)	3.563	300.351	(97.291)	3.572.381	(297.821)
Entre 151 y 180 días	22.778	2.330.561	(184.220)	3.592	237.349	(60.802)	2.567.910	(245.022)
Entre 181 y 210 días	21.070	2.400.633	(2.400.632)	2.946	332.799	(332.800)	2.733.432	(2.733.432)
Entre 211 y 250 días	27.910	2.679.093	(2.679.093)	4.208	519.128	(519.128)	3.198.221	(3.198.221)
Más de 250 días	543.410	71.980.611	(76.101.041)	140.968	14.610.502	(14.802.561)	86.591.113	(90.903.602)
Sub total vencidos	1.375.307	173.907.295	(82.471.443)	181.279	18.395.502	(16.287.847)	192.302.797	(98.759.290)
Total	1.909.904	373.733.662	(82.574.605)	410.110	47.635.948	(17.533.616)	421.369.610	(100.108.221)

31-12-2016								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		119.110.650			3.711		119.114.361	0
Por vencer. (2)	536.812	74.686.608	(696.610)	218.630	27.868.259	(2.643.395)	102.554.867	(3.340.005)
Sub total por vencer	536.812	193.797.258	(696.610)	218.630	27.871.970	(2.643.395)	221.669.228	(3.340.005)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	501.173	76.284.996	(345.854)	10.978	963.742	(260.685)	77.248.738	(606.539)
Entre 31 y 60 días	106.168	15.374.226	(219.946)	5.530	706.831	(206.349)	16.081.057	(426.295)
Entre 61 y 90 días	42.506	5.935.129	(143.559)	4.667	537.470	(190.584)	6.472.599	(334.143)
Entre 91 y 120 días	30.529	5.426.226	(97.351)	4.667	548.532	(239.165)	5.974.758	(336.516)
Entre 121 y 150 días	46.310	3.142.032	(129.077)	3.523	496.693	(213.511)	3.638.725	(342.588)
Entre 151 y 180 días	21.796	2.735.090	(111.572)	3.649	472.531	(203.666)	3.207.621	(315.238)
Entre 181 y 210 días	20.220	2.122.817	(2.121.584)	2.952	455.473	(455.473)	2.578.290	(2.577.057)
Entre 211 y 250 días	26.757	2.484.340	(2.482.568)	4.367	660.944	(661.019)	3.145.284	(3.143.587)
Más de 250 días	520.801	67.475.595	(67.304.801)	145.124	13.423.280	(13.557.714)	80.898.875	(80.862.515)
Sub total vencidos	1.316.259	180.980.451	(72.956.312)	185.456	18.265.496	(15.988.166)	199.245.947	(88.944.478)
Total	1.853.071	374.777.709	(73.652.922)	404.086	46.137.466	(18.631.561)	420.915.175	(92.284.483)

(1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

(2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentran sin vencer su fecha de pago.

(3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.

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

30-06-2017								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		123.994.520			3.369		123.997.889	0
Por vencer. (2)	534.486	72.320.475	(103.162)	228.087	27.859.261		100.179.736	(103.162)
Sub total por vencer	534.486	196.314.995	(103.162)	228.087	27.862.630	0	224.177.625	(103.162)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	518.429	65.029.527	(308.210)	10.374	858.482	(1.858)	65.888.009	(310.068)
Entre 31 y 60 días	108.591	15.897.068	(276.654)	4.880	383.630	(1.072)	16.280.698	(277.726)
Entre 61 y 90 días	44.244	5.980.402	(162.172)	3.979	354.214		6.334.616	(162.172)
Entre 91 y 120 días	41.846	3.828.889	(158.891)	3.646	243.198		4.072.087	(158.891)
Entre 121 y 150 días	46.802	3.255.145	(200.530)	3.166	203.060		3.458.205	(200.530)
Entre 151 y 180 días	22.778	2.330.561	(184.220)	2.873	156.017		2.486.578	(184.220)
Entre 181 y 210 días	21.027	2.269.397	(2.269.396)	2.511	213.113	(213.114)	2.482.510	(2.482.510)
Entre 211 y 250 días	27.822	2.492.765	(2.492.765)	3.608	327.538	(327.538)	2.820.303	(2.820.303)
Más de 250 días	542.285	68.523.890	(72.836.023)	106.384	7.153.351	(7.153.351)	75.677.241	(79.989.374)
Sub total vencidos	1.373.824	169.607.644	(78.888.861)	141.421	9.892.603	(7.696.933)	179.500.247	(86.585.794)
Total	1.908.310	365.922.639	(78.992.023)	369.508	37.755.233	(7.696.933)	403.677.872	(86.688.956)

31-12-2016								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		119.110.650			3.711		119.114.361	0
Por vencer. (2)	536.341	72.853.738	(100.808)	217.698	25.224.864		98.078.602	(100.808)
Sub total por vencer	536.341	191.964.388	(100.808)	217.698	25.228.575	0	217.192.963	(100.808)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	501.146	76.113.029	(345.854)	9.874	686.823	(1.434)	76.799.852	(347.288)
Entre 31 y 60 días	106.149	15.358.326	(219.254)	4.723	489.242	(626)	15.847.568	(219.880)
Entre 61 y 90 días	42.488	5.752.206	(143.433)	3.831	345.078		6.097.284	(143.433)
Entre 91 y 120 días	30.495	5.413.654	(97.122)	3.505	309.367		5.723.021	(97.122)
Entre 121 y 150 días	46.261	3.135.404	(128.676)	3.026	283.182		3.418.586	(128.676)
Entre 151 y 180 días	21.724	2.734.982	(111.464)	2.749	268.865		3.003.847	(111.464)
Entre 181 y 210 días	20.179	2.122.148	(2.120.915)	2.407	252.077	(252.077)	2.374.225	(2.372.992)
Entre 211 y 250 días	26.723	2.483.013	(2.481.316)	3.616	385.026	(385.026)	2.868.039	(2.866.342)
Más de 250 días	519.709	63.378.065	(63.341.705)	101.903	6.374.733	(6.374.733)	69.752.798	(69.716.438)
Sub total vencidos	1.314.874	176.490.827	(68.989.739)	135.635	9.394.393	(7.013.896)	185.885.220	(76.003.635)
Total	1.851.215	368.455.215	(69.090.547)	353.333	34.622.968	(7.013.896)	403.078.183	(76.104.443)

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

30-06-2017								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)							0	0
Por vencer. (2)	111	3.511.372		744	1.377.816	(1.245.769)	4.889.188	(1.245.769)
Sub total por vencer	111	3.511.372	0	744	1.377.816	(1.245.769)	4.889.188	(1.245.769)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	141	354.408		882	236.704	(206.372)	591.112	(206.372)
Entre 31 y 60 días	18	86.499		645	130.904	(113.504)	217.403	(113.504)
Entre 61 y 90 días	33	63.765		668	103.429	(83.429)	167.194	(83.429)
Entre 91 y 120 días	5	3.809		928	84.812	(69.030)	88.621	(69.030)
Entre 121 y 150 días	30	16.885		397	97.291	(97.291)	114.176	(97.291)
Entre 151 y 180 días				719	81.332	(60.802)	81.332	(60.802)
Entre 181 y 210 días	43	131.236	(131.236)	435	119.686	(119.686)	250.922	(250.922)
Entre 211 y 250 días	88	186.328	(186.328)	600	191.590	(191.590)	377.918	(377.918)
Más de 250 días	1.125	3.456.721	(3.265.018)	34.584	7.457.151	(7.649.210)	10.913.872	(10.914.228)
Sub total vencidos	1.483	4.299.651	(3.582.582)	39.858	8.502.899	(8.590.914)	12.802.550	(12.173.496)
Total	1.594	7.811.023	(3.582.582)	40.602	9.880.715	(9.836.683)	17.691.738	(13.419.265)

31-12-2016								
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)	471	1.832.870	(595.802)	932	2.643.395	(2.643.395)	4.476.265	(3.239.197)
Sub total por vencer	471	1.832.870	(595.802)	932	2.643.395	(2.643.395)	4.476.265	(3.239.197)
Vencidos (3)								
Entre 1 y 30 días	27	171.967		1.104	276.919	(259.251)	448.886	(259.251)
Entre 31 y 60 días	19	15.900	(692)	807	217.589	(205.723)	233.489	(206.415)
Entre 61 y 90 días	17	182.923	(126)	836	192.392	(190.584)	375.315	(190.710)
Entre 91 y 120 días	34	12.572	(229)	1.161	239.165	(239.165)	251.737	(239.394)
Entre 121 y 150 días	49	6.628	(401)	497	213.511	(213.511)	220.139	(213.912)
Entre 151 y 180 días	72	108	(108)	900	203.666	(203.666)	203.774	(203.774)
Entre 181 y 210 días	41	669	(669)	544	203.396	(203.396)	204.065	(204.065)
Entre 211 y 250 días	34	1.327	(1.252)	751	275.918	(275.993)	277.245	(277.245)
Más de 250 días	1.092	4.097.530	(3.963.096)	43.221	7.048.547	(7.182.981)	11.146.077	(11.146.077)
Sub total vencidos	1.385	4.489.624	(3.966.573)	49.821	8.871.103	(8.974.270)	13.360.727	(12.940.843)
Total	1.856	6.322.494	(4.562.375)	50.753	11.514.498	(11.617.665)	17.836.992	(16.180.040)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente, las cuales forman parte de la cartera morosa:

30-06-2017				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	20.890	2.287.364	2.886	13.102.616
Total	20.890	2.287.364	2.886	13.102.616

31-12-2016				
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.	20.080	310.103	2.427	8.519.804
Total	20.080	310.103	2.427	8.519.804

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 30 de junio de 2017 y 2016 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	7.784.456	5.382.870	3.309.518	4.654.379
Provisión cartera repactada	140.220	(764.632)	329.004	(1.338.724)
Total	7.924.676	4.618.238	3.638.522	3.315.655

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 30 de junio de 2017 y 2016 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2017	Operaciones	01-04-2017
	N°	30-06-2017	N°	30-06-2017
		M\$		M\$
Ventas de energía eléctrica	19.698.122	848.726.972	10.316.937	424.008.450
Ventas de servicios	39.481	50.047.058	20.142	27.691.468
Total	19.737.603	898.774.030	10.337.079	451.699.918

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2016 30-06-2016	Operaciones	01-04-2016 30-06-2016
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	19.321.351	823.324.458	9.742.329	399.771.678
Ventas de servicios	52.179	60.083.650	28.041	30.599.361
Total	19.373.530	883.408.108	9.770.370	430.371.039

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

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

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

Compañía General de Electricidad S.A., tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones. Para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 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 junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Dividendos	Hasta 180 días	Negocio Conjunto	AR \$	643.114	2.290.275		
0-E	Empresa Distribuidora Eléctrica Tucumán S.A.	Argentina	Dividendo por cobrar	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	686.099			
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		2.287		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	323	7.413		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.529			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	42.315	62.540		
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	49.491	22.114		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.374.711			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.326.854	218.711		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	19.763			
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	2.590			
TOTALES							7.146.789	2.603.340	0	0

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	AR \$	9.337	9.337		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Controlador	CL \$	1.059.419	739.269		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Servicios de administración	Hasta 30 días	Controlador	CL \$	171.707			
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		28.513.684		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	154.524			
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A., Agencia en Chile	Chile	Mutuo	Más de 1 Año	Matriz Común	CL \$			44.722.730	
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	791.462			
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	1.071.277	1.659.242		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.027			
76.524.282-7	Global Power Generation Chile Spa	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	19.300			
76.560.818.K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		1.450.593		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$		59.618.525		
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	39.718	23.719		
TOTALES							3.318.771	92.014.369	44.722.730	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 junio de 2017 y 2016.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2017 30-06-2017		01-01-2016 30-06-2016		01-04-2017 30-06-2017		01-04-2016 30-06-2016	
						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	Clover Financial and Treasury Services Limited	Irlanda	Matriz común	Intereses pagados	US \$			9.851.236	(9.851.236)			5.202.911	(5.202.911)
0-E	Gas Natural Fenosa Ingeniería México S.A.	México	Matriz común	Asesorías profesionales	CL \$	16.990	(16.990)			16.990	(16.990)		
59.220.550-5	Gas Natural Fenosa Internacional S.A. Agencia en Chile	Chile	Matriz común	Intereses Préstamo	CL \$	220.725	(220.725)			220.725	(220.725)		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	48	48						
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	9.585	(9.585)			5.292	(5.292)		
76.202.178-1	Ibereolica Cabo Leones II S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.067	1.067						
76.227.236-9	Transporte Energía Móvil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			4.120	(4.120)			1.640	(1.640)
76.270.843-4	Inca de Varas I S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.067	1.067			1.067	1.067		
76.282.112-5	Inca de Varas II S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	1.067	1.067			1.067	1.067		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías profesionales y servicios recibidos	CL \$	1.380.295	(1.380.295)			704.976	(704.976)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	12.844	12.844			6.450	6.450		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	19.513	(19.513)			7.794	(7.794)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de propiedades	CL \$	174.123	174.123			681	681		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos comunes	CL \$	35.773	(35.773)			5.622	(5.622)		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicios informáticos	CL \$	48.708	48.708			24.394	24.394		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo equipos microinformáticos	CL \$	15.841	15.841			7.856	7.856		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de impresión	CL \$	1.275	1.275			517	517		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de comunicación	CL \$	7.083	7.083			3.603	3.603		
76.412.700-5	CGE Servicios S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales y equipos eléctricos	CL \$	139	139			52	52		
76.524.282-7	Global Power Generation S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	11.633	11.633			11.633	11.633		
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	22.503	22.503			9.042	9.042		
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	12.644	(12.644)			(5.979)	5.979		
76.580.784-0	Sociedad de Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	1.239	1.239			628	628		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	11.770	11.770			5.911	5.911		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses pagados	CL \$	690.246	(690.246)			206.478	(206.478)		
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	29.638	29.638						
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustible	CL \$			172	(172)			45	(45)
81.533.000-5	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	4.500	(4.500)	1.036	(1.036)	2.521	(2.521)	318	(318)
81.533.000-5	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$			16.528				16.528	
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios sistema transmisión	CL \$	225.998	(225.997)			122.062	(122.061)		
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por asesorías profesionales	CL \$	25.606	25.606			12.858	12.858		
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Subtransmisión	CL \$	411.782	411.782			215.986	215.986		
96.568.740-8	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Intereses cobrados	CL \$	9.589	9.589			6.162	6.162		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de energía y potencia	CLP	2.202.361	(2.202.361)			1.211.048	(1.211.048)		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de energía	CLP	23.901	23.901			21.120	21.120		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Ingreso por arriendo de equipos	CLP	87	87			87	87		
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales y equipos	CL \$	9.558							
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			1.687	(1.687)			903	(903)

9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

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

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

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

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

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

Antonio Gallart Gabás	Presidente
Carlos J. Álvarez Fernández	Vicepresidente
Manuel García Cobaleda	Director
José Auffray García	Director
Eduardo Morandé Montt	Director

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2017 30-06-2017			01-01-2016 30-06-2016			01-04-2017 30-06-2017			01-04-2016 30-06-2016		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Antonio Gallart Gabas	Presidente												
Carlos J. Alvarez Fernández	Vicepresidente	12.155						6.103					
Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	12.155						6.103					
Manuel García Cobaleda	Director	12.155						6.103					
Jose Enrique Auffray Garcia	Director	323											

Las remuneraciones correspondientes a Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 50.942 al 30 de junio de 2017 y M\$ 104.122 al 30 de junio de 2016.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 4.539.037 al 30 de junio de 2017 (al 30 de junio de 2016 no hubo remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la Sociedad).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 2.738.016 al 30 de junio de 2017 (M\$ 2.404.007 al 30 de junio de 2016).

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

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Materias primas.	20.801.103	12.300.430		
Productos en proceso.	409.316	404.575		
Mercaderías para la venta.	2.725.667	3.734.995		
Suministros para la producción.	3.717.040	3.255.169		
Suministros para mantención.	127.154	70.615		
Trabajos en curso.	81.086			
Mercaderías en tránsito.	535.693	224.553		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	385.493	405.064	1.222.893	1.489.701
Provisión de deterioro.	(769.934)	(928.030)		
Total	28.012.618	19.467.371	1.222.893	1.489.701

Al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.		(28.485)		(17.280)
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	158.096		75.968	
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	23.909.649	24.697.715	12.829.518	12.750.721

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

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	36.855.903	45.757.518		
Rebajas al impuesto.	136	135.094		
Créditos al impuesto.	127.636	1.132.351		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.		45.571		
Subtotal activos por impuestos	36.983.675	47.070.534	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(11.190.012)	(24.714.376)		
Subtotal pasivos por impuestos	(11.190.012)	(24.714.376)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	25.793.663	22.356.158	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Gastos pagados por anticipado.	6.940.391	1.052.996		
Garantías de arriendo.	57.302	22.496		
Boletas en garantía.	259.497	271.649		
Otros activos	142.847	148.984	85.090	85.090
Total	7.400.037	1.496.125	85.090	85.090

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

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio de 2017

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 30-06-2017 M\$
Inversiones en asociadas.	46.099				(4.956)					41.143
Inversiones en sociedades con control conjunto.	15.284.619		7.472.440		(6.102.680)		(1.210.235)			15.444.144
Total	15.330.718	0	7.472.440	0	(6.107.636)	0	(1.210.235)	0	0	15.485.287

Al 31 de diciembre de 2016

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Inversiones en asociadas.	1.268.160		521.561				(558.367)	(123.883)	(1.061.372)	46.099
Inversiones en sociedades con control conjunto.	53.883.665		11.084.999		(7.120.765)		(7.749.317)		(34.813.963)	15.284.619
Total	55.151.825	0	11.606.560	0	(7.120.765)	0	(8.307.684)	(123.883)	(35.875.335)	15.330.718

13.2.- Inversiones en asociadas.

13.2.1.- Inversiones en asociadas contabilizadas usando el método de la participación y los movimientos en las mismas.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 30-06-2017 M\$
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	46.099				(4.956)					41.143
Total					46.099	0	0	0	(4.956)	0	0	0	0	41.143

Saldos al 31 de diciembre de 2016 (*).

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	1.098.695		521.044				(558.367)		(1.061.372)	0
Gasco GLP S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%	123.706							(123.706)		0
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	COP \$	0,00000%	0,00000%	177							(177)		0
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	45.582		517							46.099
Total					1.268.160	0	521.561	0	0	0	(558.367)	(123.883)	(1.061.372)	46.099

(*) Ver nota 3.5.4.1

13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	30-06-2017													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	84.273		84.273	1.989		1.989	82.284			0		0		0

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2016							30-06-2016						
		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\$
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	93.684		93.684	1.989		1.989	91.695	691	(147)	544		544		544

13.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 30 de junio de 2017.

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2017 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 30-06-2017 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.296.186		4.763.224		(4.851.657)		(810.650)			10.397.103
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	3.406.475		2.579.828		(1.251.023)		(305.972)			4.429.308
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	581.958		129.388				(93.613)			617.733
Total					15.284.619	0	7.472.440	0	(6.102.680)	0	(1.210.235)	0	0	15.444.144

Saldos al 31 de diciembre de 2016. (*)

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 01-01-2016 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Transferido a disponible para la venta M\$	Transferencia División social M\$	Saldo al 31-12-2016 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.124.746		4.128.019		(1.394.712)		(2.561.867)			11.296.186
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.711.411		1.837.540		(3.076.234)		(1.066.242)			3.406.475
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	606.402		139.870		(19.154)		(145.160)			581.958
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Chile	AR \$	47,00000%	47,00000%	6.862.084		1.279.172				(1.700.956)		(6.440.300)	0
Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	US\$	47,00000%	47,00000%	4.816.042		477.499				(2.339)		(5.291.202)	0
Andes Operaciones y Servicio S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%	399.216		57.559				(17.795)		(438.980)	0
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	3.947.128		(83.021)				(932.989)		(2.931.118)	0
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	219.136		(4.331)				(47.035)		(167.770)	0
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%										0
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	17.192.679		2.734.074		(2.630.665)		(1.031.317)		(16.264.771)	0
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	3.004.821		518.618				(243.617)		(3.279.822)	0
Total					53.883.665	0	11.084.999	0	(7.120.765)	0	(7.749.317)	0	(34.813.963)	15.284.619

(*) Ver nota 3.5.4.2

13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	30-06-2017													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	5.807.579	16.252.624	22.060.203	1.266.004		1.266.004	20.794.199		9.526.448	9.526.448		9.526.448		9.526.448
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	48.957.374	53.513.698	102.471.072	59.026.754	20.729.909	79.756.663	22.714.409	34.470.723	(21.240.834)	13.229.889		13.229.889		13.229.889
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	728.035	5.958.421	6.686.456	509.091		509.091	6.177.365		1.293.884	1.293.884		1.293.884		1.293.884

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2016							30-06-2016						
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	9.143.064	13.482.456	22.625.520	33.149		33.149	22.592.371		3.891.931	3.891.931		3.891.931		3.891.931
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	32.482.859	51.449.892	83.932.751	58.999.882	7.463.765	66.463.647	17.469.104	18.167.727	(13.941.675)	4.226.052		4.226.052		4.226.052
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	684.782	5.223.099	5.907.881	88.275		88.275	5.819.606		400.036	400.036		400.036		400.036
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	47,00000%			0			0	0	3.441.076	(2.295.018)	1.146.058		1.146.058		1.146.058
Gasoductos Gasandes S.A.	47,00000%			0			0	0	3.322.217	(2.759.405)	562.812		562.812		562.812
Andes Operaciones y Servicios S.A.	50,00000%			0			0	0	833.326	(754.623)	78.703		78.703		78.703
Gascart S.A.	50,00000%			0			0	0	32.942.397	(30.155.932)	2.786.465		2.786.465	(1.770.502)	1.015.962
Gasnor S.A.	2,60000%			0			0	0	32.942.397	(29.987.513)	2.954.884		2.954.884	(1.931.001)	1.023.883
GNL Quintero S.A.	20,00000%			0			0	0	65.445.673	(55.338.207)	10.107.466		10.107.466		10.107.466
GNL Chile S.A.	33,33300%			0			0	0	295.066.147	(291.141.296)	3.924.851		3.924.851		3.924.851

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

Saldos al 30 de junio de 2017.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	30-06-2017						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	1.569				508.096		(117.660)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	518.648	11.877.820	14.623.883	(617.450)	2.718.363	(4.109.681)	(5.477.851)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	16.785				44.278		(12.274)

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2016			30-06-2016			
	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.	8.451.602				125.331		(35.429)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	579.039	20.453.051	1.360.402	(4.615)	1.196.190	(1.311.324)	(1.865.713)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	259.292						
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.				(296.835)		(149.057)	(596.145)
Gasoductos Gasandes S.A.				(671.744)		(664.313)	(172.880)
Andes Operaciones y Servicio S.A.					41.666	(12.566)	
Gascart S.A.				(314.608)	657.797	(312.628)	(1.640.962)
Gasnor S.A.				(314.608)	655.781	(312.628)	(1.640.717)
Gasmarket S.A.				(119.253)	982.996	(273.860)	(334.461)
GNL Quintero S.A.				(12.517.574)	192.535	(25.611.711)	(5.342.472)
GNL Chile S.A.				(10.358)	147.143	(49.606)	(1.265.053)

13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 30 de junio de 2017

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Transferencia por división o fusión social	Venta Inversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
					01-01-2017 M\$								30-06-2017 M\$	
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	592.389.708		11.913.405	(10.607.045)				(835.806)	592.860.262	(70.079)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,42645%	99,42645%	275.907.917		4.431.887	(3.049.496)				(114.854)	277.175.454	(17.591)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	56.807.463		1.810.917	(2.844.936)	(9)			871.573	56.645.008	(2.995)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	225.836.804			(1.629.763)		(224.207.041)			0	(29.584)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(14.375.428)		8.145.451	(1.125.368)	(1.922.978)			1.125.138	(8.153.185)	(94)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	7.553.506		1.270.523	(1.328.939)				(50.912)	7.444.178	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	13.601.391		144.112					(29.465)	13.716.038	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	56.094.507		2.252.282	(3.063.001)					55.283.788	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	958.583		844.119						1.802.702	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	11.925.221		312.127					(11.499.767)	737.581	
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	92,67917%	92,67917%	0		(16.300)			95.069.142		(1.332.938)	93.719.904	
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	CL \$	88,58393%	88,58393%	0		261.015			86.451.192		(2.471.795)	84.240.412	
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	94,15909%	94,15909%	0		(12.930)			41.660.404		(2.602.211)	39.045.263	
Transmel S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	0		107.745			36.984.246		(1.066.877)	36.025.114	
Total					1.226.699.672	0	31.464.353	(23.648.548)	(1.922.987)	35.957.943	0	(18.007.914)	1.250.542.519	(120.343)

Saldos al 31 de diciembre de 2016. (*)

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Transferencia por división o fusión social	Venta Inversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
					01-01-2016 M\$								31-12-2016 M\$	
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	577.174.652		33.964.752	(18.385.544)				(364.152)	592.389.708	(120.674)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	273.672.986		9.895.651	(7.623.740)				(36.980)	275.907.917	(52.226)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	55.348.510		3.142.686	(790.260)	(12)			(893.461)	56.807.463	(831)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	221.747.289		5.992.760	(2.115.833)				212.588	225.836.804	(37.722)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(13.876.154)		7.031.906	(2.725.309)	(6.406.042)			1.600.171	(14.375.428)	(228)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,59179%	99,59179%	372.116.251		25.797.025	(15.432.910)		(382.480.366)			0	(62.999)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	99,77778%	99,77778%	2.081.843		1.075.886	(281.972)			(2.875.757)		0	(627)
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	99,99945%	99,99945%	5.002.776		2.710.232					(159.502)	7.553.506	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	99,07000%	99,07000%	14.691.558		(255.660)	(810.294)				(24.213)	13.601.391	(7.536)
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	99,99607%	99,99607%	53.531.569		3.124.488	(561.550)					56.094.507	(22)
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	99,99324%	99,99324%	2.308.808		(1.350.225)						958.583	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	99,99101%	99,99101%	11.511.992		413.229						11.925.221	
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	307.738.743		14.712.421	(6.659.027)	(917.028)	(314.875.109)			0	(2.888.394)
Gas Natural Chile S.A.	Chile	CL \$	94,49915%	94,49915%		274.981.960	20.665.302	(3.329.513)	(2.064.547)		(290.253.202)		0	(2.550.487)
Total					1.883.050.823	274.981.960	126.920.453	(58.715.952)	(9.387.629)	(697.355.475)	(293.128.959)	334.451	1.226.699.672	(5.721.746)

(*) Ver nota 3.5.2.1

13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	30-06-2017													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,34365%	173.887.709	961.641.127	1.135.528.836	190.593.767	348.064.384	538.658.151	596.870.685	506.298.732	(446.017.788)	(48.288.829)	11.992.115	11.996.674	11.150.788	11.155.347
Compañía Nacional de Foeza Eléctrica S.A.	99,42645%	77.133.912	381.259.000	458.392.912	56.898.863	122.070.161	178.969.024	279.423.888	129.477.137	(110.847.118)	(14.163.320)	4.466.699	4.456.920	4.142.252	4.133.593
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	12.301.707	125.747.070	138.048.777	8.972.452	33.819.352	42.791.804	95.256.973	18.425.509	(11.271.712)	(3.870.643)	3.283.154	1.812.831	3.195.748	1.764.535
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	92,67917%	23.613.005	172.417.544	196.030.549	41.719.370	41.940.468	83.659.838	112.370.711	8.911.934	(7.736.728)	(1.182.831)	(7.625)	(6.003)	(7.625)	(7.242)
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	94,15909%	10.326.334	65.876.927	76.203.261	14.306.744	12.062.756	26.369.500	49.833.761	2.775.471	(2.348.878)	(369.249)	57.344	58.052	57.344	57.330
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	88,58393%	19.597.547	127.955.765	147.553.312	20.288.047	31.321.142	51.609.189	95.944.123	4.828.331	(3.975.671)	(619.810)	232.850	234.875	232.850	230.748
Transemel S.A.	100,00000%	4.823.821	61.544.420	66.368.241	1.684.631	21.759.171	23.443.802	42.924.439	624.143	(194.526)	(296.573)	133.044	133.044	133.044	133.044
CGE Argentina S.A.	99,99164%	47.527.536	13.564.388	61.091.924	57.910.599	11.064.044	68.974.643	(7.882.719)	43.969.571	(26.850.521)	(8.946.280)	8.172.770	8.146.132	6.228.507	6.222.993
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	29.426.621	887.648	30.314.269	22.273.038	597.012	22.870.050	7.444.219	24.916.086	(21.906.184)	(1.739.372)	1.270.530	1.270.530	1.219.617	1.219.617
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.086.475	8.205.376	22.291.851	5.977.419	1.952.406	7.929.825	14.362.026	6.150.818	(4.765.958)	(1.223.565)	161.295	145.461	131.554	115.720
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	10.066.759	47.886.700	57.953.459	2.008.576	658.891	2.667.467	55.285.992	5.772.297	(2.574.498)	(945.429)	2.252.370	2.252.370	2.252.370	2.252.370
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	3.802.576	34.481.368	38.283.944	16.534.849	19.946.273	36.481.122	1.802.822	13.207.857	(10.663.906)	(1.699.775)	844.176	844.176	844.176	844.176
Novanet S.A.	100,00000%	1.225.787	23.534	1.249.321	509.916	1.757	511.673	737.648		(62.203)	374.358	312.155	312.155	312.155	312.155

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2016							30-06-2016						
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,34365%	210.372.600	932.396.068	1.142.768.668	175.811.794	370.559.854	546.371.648	596.397.020	501.699.576	(446.196.697)	(39.975.683)	15.527.196	15.527.196	15.481.127	15.481.127
Compañía Nacional de Foeza Eléctrica S.A.	99,42645%	75.254.861	375.372.067	450.626.928	42.044.164	130.441.805	172.485.969	278.140.959	136.634.325	(117.940.069)	(14.171.710)	4.522.546	4.534.756	4.370.695	4.381.784
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	12.161.770	125.488.758	137.650.528	4.653.106	38.086.612	42.739.718	94.910.810	17.122.590	(11.188.249)	(2.910.440)	3.023.901	1.665.972	3.023.875	1.665.805
Emel Norte S.A.	98,21715%	57.934.419	395.037.293	452.971.712	42.849.464	157.254.502	200.103.966	252.867.746	92.123.685	(74.053.794)	(13.875.885)	4.194.006	3.721.557	4.406.261	3.912.452
CGE Argentina S.A.	99,99164%	41.307.546	11.025.316	52.332.862	59.834.340	6.614.404	66.448.744	(14.115.882)	28.592.831	(18.844.985)	(10.731.204)	(983.358)	(945.251)	(6.487.265)	(6.389.249)
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	20.018.060	935.066	20.953.126	12.874.291	525.287	13.399.578	7.553.548	23.058.998	(18.885.970)	(3.027.006)	1.146.022	1.146.022	1.098.332	1.098.332
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	14.172.783	8.232.944	22.405.727	1.883.634	6.260.106	8.143.740	14.261.987	7.508.815	(5.478.284)	(1.537.275)	493.256	465.878	459.811	432.433
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	9.483.826	48.612.334	58.096.160	1.203.749	795.668	1.999.417	56.096.743	3.490.305	(1.801.752)	(95.598)	1.592.955	1.592.955	1.592.955	1.592.955
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	1.661.317	35.506.696	37.168.013	16.281.188	19.928.178	36.209.366	958.647	12.458.628	(11.877.699)	(1.372.521)	(791.592)	(791.592)	(791.592)	(791.592)
Novanet S.A.	100,00000%	12.785.383	33.194	12.818.577	888.318	3.964	892.282	11.926.295	2.403.974	(1.339.700)	(1.184.832)	(120.558)	28.075	(120.558)	28.075

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Activos Intangibles	30-06-2017		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	14.451.157		14.451.157
Programas informáticos.	46.802.271	(33.779.129)	13.023.142
Otros activos intangibles identificables.	852.507.559	2.363.489	854.871.048
Total	913.760.987	(31.415.640)	882.345.347

Activos Intangibles	31-12-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	12.349.109		12.349.109
Programas informáticos.	46.378.661	(30.977.358)	15.401.303
Otros activos intangibles identificables.	849.587.668	2.653.642	852.241.310
Total	908.315.438	(28.323.716)	879.991.722

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 se encuentra en Nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 30 de junio de 2017 alcanza a M\$ 31.415.640 y M\$ 28.323.716 al 31 de diciembre de 2016, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 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	5
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	30-06-2017				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	12.349.109	0	15.401.303	852.241.310	879.991.722
Adiciones por desarrollo interno.	2.730.319				2.730.319
Adiciones.				4.846.953	4.846.953
Amortización.			(3.006.003)	(394.098)	(3.400.101)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.				(1.823.546)	(1.823.546)
Otros incrementos (disminuciones).	(628.271)		627.842	429	0
Cambios, total	2.102.048	0	(2.378.161)	2.629.738	2.353.625
Saldo final al 30 de junio de 2017	14.451.157	0	13.023.142	854.871.048	882.345.347

Movimientos en activos intangibles	31-12-2016				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	3.716.101	49.140	14.200.406	1.590.941.420	1.608.907.067
Adiciones por desarrollo interno.	8.633.008				8.633.008
Adiciones.			7.225.653	10.508.609	17.734.262
Retiros.			(121)		(121)
Amortización.			(4.722.845)	3.794.325	(928.520)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.				(6.416.725)	(6.416.725)
Incrementos (disminuciones) por transferencias, activos intangibles distintas de la plusvalía		(49.140)	(1.301.790)	(746.586.319)	(747.937.249)
Cambios, total	8.633.008	(49.140)	1.200.897	(738.700.110)	(728.915.345)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	12.349.109	0	15.401.303	852.241.310	879.991.722

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 30-06-2017	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	656.657.037	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	32.511.786	41
Servidumbres.	165.542.736	Indefinida
Servidumbres.	159.489	Definida
Total	854.871.048	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2016	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	656.657.037	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	30.508.727	42
Servidumbres.	164.913.831	Indefinida
Servidumbres.	161.715	Definida
Total	852.241.310	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 30 de junio de 2017 y 2016 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2017 30-06-2017			01-01-2016 30-06-2016			01-04-2017 30-06-2017			01-04-2016 30-06-2016		
	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.		2.978.797	389.213		2.477.110	5.507.426		1.505.101	192.521		1.252.634	2.753.562
Gastos de administración.		27.206	4.885		33.132	1.790		25.587	(21.545)		14.298	948
Costos de distribución.												
Investigación y desarrollo.												
Costos de mercadotecnia.												
Total	0	3.006.003	394.098	0	2.510.242	5.509.216	0	1.530.688	170.976	0	1.266.932	2.754.510

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.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de combinaciones de negocios han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

14.2.3.- Información sobre las concesiones de servicio.

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

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

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2016		Movimientos 2017		
					Saldo al 01-01-2016	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2016	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-03-2017
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	54.621.000		54.621.000		54.621.000
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	90.592.000		90.592.000		90.592.000
88.221.200-9	Edelmag S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	8.126.000		8.126.000		8.126.000
76.144.275-9	Emel Norte S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	16.859.000		16.859.000		16.859.000
99.548.260-6	CGE Argentina S.A. y subsidiarias	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(8.777.000)		(8.777.000)		(8.777.000)
96.719.210-4	Transnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	61.388.000		61.388.000		61.388.000
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A. y subsidiarias (ex Gasco S.A.)	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	53.198.265	(53.198.265)	0		0
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)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	(34.000)	34.000	0		0
Totales					271.231.498	(53.164.265)	218.067.233	0	218.067.233

Los otros incrementos y disminuciones de 2016 se deben a cambios en perímetro de consolidación de los negocios de gas licuado y gas natural.

16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo Inicial	9.641.689	8.864.425
Adiciones, propiedades de inversión.		4.109
Transferencia (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, propiedades de inversión.		(228.341)
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.		(377.734)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.		1.379.230
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	(4.069)	
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(4.069)	777.264
Total	9.637.620	9.641.689

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	9.637.620	9.641.689
Total	9.637.620	9.641.689

16.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	432.225	318.670	209.775	149.363

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

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

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

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcciones en curso.	321.771.439	260.636.514
Terrenos.	65.258.423	65.108.423
Edificios.	41.315.452	42.025.379
Planta y equipos.	1.288.809.549	1.300.923.537
Subestaciones de poder.	347.614.807	350.921.865
Líneas de transporte energía.	204.097.453	206.717.145
Subestaciones de distribución.	89.651.432	88.078.729
Líneas y redes de media y baja tensión.	601.518.824	607.780.725
Maquinas y equipos de generación.	26.344.953	27.626.302
Medidores.	19.582.080	19.798.771
Equipamiento de tecnología de la información	891.755	1.320.076
Instalaciones fijas y accesorios	8.348.255	8.817.947
Equipos de comunicaciones.	621.854	714.271
Herramientas.	4.848.744	4.788.623
Muebles y útiles.	2.286.177	2.646.678
Instalaciones y accesorios diversos.	591.480	668.375
Vehículos de motor.	2.510.698	2.660.740
Mejoras de bienes arrendados.	3.669.311	3.662.777
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.725.585	1.530.052
Repuestos	8.407.384	6.463.977
Total	1.742.707.851	1.693.149.422

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Construcciones en curso.	321.771.439	260.636.514
Terrenos.	65.258.423	65.108.423
Edificios.	65.643.281	65.595.153
Planta y equipos.	1.835.157.733	1.822.085.110
Subestaciones de poder.	465.659.656	461.891.252
Lineas de transporte energía.	272.414.296	271.441.668
Subestaciones de distribución.	130.079.568	128.818.964
Líneas y redes de media y baja tensión.	863.700.123	857.843.679
Maquinas y equipos de generación.	60.382.935	60.246.626
Medidores.	42.921.155	41.842.921
Equipamiento de tecnología de la información	19.132.319	19.207.731
Instalaciones fijas y accesorios	38.499.786	38.049.144
Equipos de comunicaciones.	4.398.724	4.397.814
Herramientas.	16.522.911	15.972.719
Muebles y útiles.	10.397.337	10.529.459
Instalaciones y accesorios diversos.	7.180.814	7.149.152
Vehículos de motor.	10.924.660	11.147.610
Mejoras de bienes arrendados.	6.015.067	5.773.529
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.752.963	1.567.194
Repuestos	9.261.174	7.243.632
Total	2.373.416.845	2.296.414.040

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Edificios.	24.327.829	23.569.774
Planta y equipos.	546.348.184	521.161.573
Subestaciones de poder.	118.044.849	110.969.387
Líneas de transporte energía.	68.316.843	64.724.523
Subestaciones de distribución.	40.428.136	40.740.235
Líneas y redes de media y baja tensión.	262.181.299	250.062.954
Maquinas y equipos de generación.	34.037.982	32.620.324
Medidores.	23.339.075	22.044.150
Equipamiento de tecnología de la información	18.240.564	17.887.655
Instalaciones fijas y accesorios	30.151.531	29.231.197
Equipos de comunicaciones.	3.776.870	3.683.543
Herramientas.	11.674.167	11.184.096
Muebles y útiles.	8.111.160	7.882.781
Instalaciones y accesorios diversos.	6.589.334	6.480.777
Vehículos de motor.	8.413.962	8.486.870
Mejoras de bienes arrendados.	2.345.756	2.110.752
Otras propiedades, plantas y equipos.	27.378	37.142
Repuestos	853.790	779.655
Total	630.708.994	603.264.618

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

Movimiento al 30 de junio de 2017.

Movimiento año 2017		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017		260.636.514	65.108.423	42.025.379	1.300.923.537	1.320.076	8.817.947	2.660.740	3.662.777	1.530.052	6.463.977	1.693.149.422
Cambios	Adiciones.	78.156.029	150.000	9.979	1.177.593	65.250	101.399	95.672	237.429	195.533	2.002.310	82.191.194
	Desapropiaciones							(54.460)				(54.460)
	Gasto por depreciación y retiros.			(758.057)	(29.782.890)	(482.285)	(995.809)	(251.650)	(234.938)		(74.136)	(32.579.765)
	Otros incrementos (decrementos).	(17.021.104)		38.151	16.491.309	(11.286)	424.718	60.396	4.043		15.233	1.460
	Total cambios	61.134.925	150.000	(709.927)	(12.113.988)	(428.321)	(469.692)	(150.042)	6.534	195.533	1.943.407	49.558.429
Saldo final al 30 de junio de 2017		321.771.439	65.258.423	41.315.452	1.288.809.549	891.755	8.348.255	2.510.698	3.669.311	1.725.585	8.407.384	1.742.707.851

Movimiento al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento año 2016		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	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 2016		227.952.272	75.478.248	53.564.546	1.979.199.043	2.764.038	102.660.420	4.600.072	3.892.516	999.040	21.745.809	2.472.856.004	
Cambios	Adiciones.	138.343.302	175.071	15.478	1.770.888	1.063.228	766.968	842.085	233.416	586.143	3.500.179	147.296.758	
	Desapropiaciones		(2.169.723)	(2.535.222)	(459.425)	(19.426)	(90.387)	(119.180)				(5.393.363)	
	Transferencia por División social. (*)	(57.065.558)	(8.386.866)	(7.169.794)	(669.741.119)	(1.455.837)	(90.474.137)	(227.524)			(15.826.829)	(850.347.664)	
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.					(48.621)	(1.778.894)	(1.633.325)				(3.460.840)	
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.567.499)	(58.159.193)	(987.883)	(2.898.308)	(714.577)	(463.155)	(15.373)	(156.926)	(64.962.914)	
	Utilización repuestos				(1.652)						(23.282)		(24.934)
	Otros incrementos (decrementos).	(48.593.502)	11.693	(282.130)	48.314.995	4.577	632.285	(86.811)		(16.476)	(2.798.256)	(2.813.625)	
Total cambios	32.684.242	(10.369.825)	(11.539.167)	(678.275.506)	(1.443.962)	(93.842.473)	(1.939.332)	(229.739)	531.012	(15.281.832)	(779.706.582)		
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		260.636.514	65.108.423	42.025.379	1.300.923.537	1.320.076	8.817.947	2.660.740	3.662.777	1.530.052	6.463.977	1.693.149.422	

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 en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos de Compañía General de Electricidad S.A.

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	1.206.140	2.174.724
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	5.312.644	4.582.584
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	76.137.965	103.963.386

17.5.- Costo por intereses.

Durante el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

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.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2016, fluctuaron entre un 8,5% y un 11,5% para Chile y para Argentina tasas de descuento reales antes de impuestos que fluctúan entre un 12,0% y 15,0%.

Como resultado de estas pruebas Compañía General de Electricidad S.A. determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida, no existiendo indicios de deterioro para el período terminado al 30 de junio de 2017.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 30 de junio de 2017 y 2016 se detallan a continuación:

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

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 30-06-2016					01-04-2016 30-06-2016				
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(5.439.432)		(5.439.432)			(3.796.890)		(3.796.890)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			821.194		821.194			481.235		481.235

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 30 de junio de 2017 y 2016, 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	01-01-2017 30-06-2017			01-04-2017 30-06-2017		
	Eléctrico M\$	Servicios M\$	Total M\$	Eléctrico M\$	Servicios M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor	(10.822.581)	(5.119)	(10.827.700)	(5.905.864)	(5.119)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	178.473	2.724.551	2.903.024	55.016	2.217.445	2.272.461

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 30-06-2016			01-04-2016 30-06-2016		
	Eléctrico M\$	Servicios M\$	Total M\$	Eléctrico M\$	Servicios M\$	Total M\$
	Pérdidas por deterioro de valor	(5.399.128)	(40.304)	(5.439.432)	(3.758.876)	(38.014)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	(172.050)	993.244	821.194	(82.645)	563.880	481.235

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	30-06-2017		31-12-2016	
	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$	Unidades generadoras de efectivo M\$	Total M\$
	Plusvalía	218.067.233	218.067.233	218.067.233
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	822.199.773	822.199.773	821.570.868	821.570.868

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a intangibles.	1.590.920	1.487.618
Relativos a ingresos anticipados	6.135.650	6.392.755
Relativos a provisiones.	1.260.549	628.134
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	10.061.964	10.042.404
Relativos a pérdidas fiscales.	15.152.102	16.967.411
Relativos a cuentas por cobrar.	30.792.521	24.101.079
Relativos a los inventarios.	2.702.974	2.373.420
Concesiones IFRIC 12	1.738.568	1.557.630
Relativos a otros.	573.069	150.443
Total	70.008.317	63.700.894

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

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	97.881.318	93.774.570
Relativos a intangibles.	206.202.522	204.831.744
Relativos a acumulaciones (o devengos).	678.001	602.556
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	341.374	370.160
Relativos a cuentas por cobrar.	147.144	371.166
Relativos a contratos de leasing.	314.253	336.773
Relativos a otros.	616.299	597.798
Relativos a propiedades de inversión.	22.125	11.910
Total	306.203.036	300.896.677

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	63.700.894	72.984.042
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	6.490.971	12.728.231
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(183.548)	(747.799)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.		(21.263.580)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	6.307.423	(9.283.148)
Total	70.008.317	63.700.894

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial	300.896.677	758.659.391
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	5.293.103	(86.929.807)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	13.256	(30.739)
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.		(370.802.168)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	5.306.359	(457.762.714)
Total	306.203.036	300.896.677

Los montos incluidos en transferencia por división social en activos y pasivos del ejercicio 2016 corresponden a los saldos consolidados transferidos a CGE Gas Natural S.A. en el proceso de división social.

Con fecha 14 de diciembre de 2016, se acuerda la fusión por incorporación de acuerdo a lo descrito en nota 1.1 de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. Teniendo en cuenta que la inversión a valor tributario fue superior al monto del capital propio tributario de Transnet S.A., a la fecha de fusión, dicha diferencia fue incorporada en los activos no monetarios recibidos de la sociedad absorbida. Lo anterior generó un abono a resultados en el ejercicio 2016 por un monto de M\$ 93.413.541 por concepto del reverso de pasivos por impuestos diferidos, que surgen entre las diferencias de las bases tributarias y los importes en libros de los estados financieros.

19.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	30-06-2017			31-12-2016		
	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.	70.008.317	(60.069.385)	9.938.932	63.700.894	(53.838.523)	9.862.371
Pasivos por impuestos diferidos.	(306.203.036)	60.069.385	(246.133.651)	(300.896.677)	53.838.523	(247.058.154)
Total	(236.194.719)	0	(236.194.719)	(237.195.783)	0	(237.195.783)

20.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio 2017 y 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	30-06-2017		31-12-2016	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	112.291.232	448.395.399	61.861.850	521.574.802
Préstamos bancarios.	AR \$	10.727.304	16.457.773	9.813.637	12.288.698
Préstamos bancarios.	UF	130.763	42.154.017	224.709	41.598.580
Total préstamos bancarios		123.149.299	507.007.189	71.900.196	575.462.080
Obligaciones con el público (bonos)	UF	5.314.334	410.925.710	5.308.900	405.912.934
Total		128.463.633	917.932.899	77.209.096	981.375.014

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

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

Saldos al 30 de junio de 2017.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes						Total no corrientes
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		30-06-2017	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	3,00%	3,00%	Sin Garantía	4.381.215					4.381.215						
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,24%	3,24%	Sin Garantía	337					337						
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Mensual	5,16%	5,16%	Sin Garantía	12											
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	1,26%	1,15%	Sin Garantía			130.763			130.763	42.154.017					42.154.017
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	4,03%	3,89%	Sin Garantía		826.625				826.625		49.861.340				49.861.340
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al Vencimiento	4,12%	3,98%	Sin Garantía		422.875				422.875		24.938.667				24.938.667
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía			276.042			276.042				14.974.885		14.974.885
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	3,49%	3,26%	Sin Garantía				20.004.933		20.004.933						
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía					180.806	180.806		24.933.757				24.933.757
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía					112.125	112.125		14.960.279				14.960.279
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al Vencimiento	3,50%	3,50%	Sin Garantía					159.968	159.968		22.234.914				22.234.914
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL \$	Anual	4,71%	4,60%	Sin Garantía							17.238.242					17.238.242
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL \$	Semestral	3,83%	3,83%	Sin Garantía				305.549		305.549	10.763.969					10.763.969
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía	384.111					22.425.095	22.809.206					0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía			465.521			465.521		24.936.918				24.936.918
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	3,50%	3,33%	Sin Garantía			343.067			343.067	19.969.172					19.969.172
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía				15.725		15.725	9.980.657					9.980.657
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía			258.571			258.571	19.771.776					19.771.776
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	3,49%	3,49%	Sin Garantía				49.442		49.442	15.000.000					15.000.000
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía				363.594		363.594	30.950.084					30.950.084
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,68%	3,68%	Sin Garantía				205.559		205.559	17.187.184					17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,70%	3,70%	Sin Garantía			53.455			53.455	5.592.492					5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía					180.805	180.805		24.932.474				24.932.474
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía					74.750	74.750		9.972.983				9.972.983
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,44%	3,44%	Sin Garantía					15.289	15.289	5.000.000					5.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía				6.444.488		6.444.488						0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía				2.546.617		2.546.617						0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al vencimiento	4,66%	4,46%	Sin Garantía					96.633	96.633	14.972.654					14.972.654
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía					61.815	61.815	2.200.000					2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,79%	3,79%	Sin Garantía			994.890			994.890						0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,78%	3,78%	Sin Garantía					1.279.531	1.279.531						0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,34%	4,34%	Sin Garantía						47.932	47.932	2.233.678				2.233.678
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,01%	4,01%	Sin Garantía		1.652.942				1.652.942						0
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía						100.382	100.382					0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,97%	3,97%	Sin Garantía					6.570.005	6.570.005						0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,91%	3,91%	Sin Garantía					4.054.306	4.054.306						0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,97%	3,97%	Sin Garantía					8.999.452	8.999.452						0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,96%	3,96%	Sin Garantía					6.458.064	6.458.064						0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía					125.955	125.955	19.968.938					19.968.938
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin Garantía			137.660			137.660	7.620.594					7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía					8.967.330	8.967.330						0
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,97%	3,97%	Sin Garantía					5.522.199	5.522.199						0
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía					2.622.757	2.622.757						0
Chile	Transemel S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin Garantía						72.099	72.099	11.106.440				11.106.440
Chile	Transemel S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,63%	3,63%	Sin Garantía					30.704	30.704		6.619.597				6.619.597
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	26,60%	26,60%	Sin Garantía		4.175	49.388			148.165	201.728					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,48%	27,48%	Sin Garantía		2.419	16.674			50.021	69.114					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	29,69%	29,69%	Sin Garantía		8.971	78.879			236.636	324.486					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	29,62%	29,62%	Sin Garantía		17.945	90.539			271.615	380.099	249.944				249.944
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	29,71%	29,71%	Sin Garantía		12.893	90.216			270.647	373.756	272.666				272.666
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía		16.462	93.777			281.331	391.570	552.151				552.151
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Mensual	26,00%	26,00%	Sin Garantía		1.180	23.006			69.019	93.205					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	29,67%	29,67%	Sin Garantía		38.541	191.719			575.156	805.416					0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO V	AR \$	Mensual	29,79%	29,79%	Sin Garantía		701.617	886.167			2.658.500	4.246.284	7.089.333				7.089.333

Saldos al 30 de junio de 2017. (Continuación)

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes									
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes			
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	30-06-2017	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	30-06-2017			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$										
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	29,69%	29,69%	Sin Garantía		15.618	85.999	257.997		359.614	318.111							318.111	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	17,75%	17,75%	Sin Garantía		2.157	26.244	78.733		107.134	298.229								298.229
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,50%	27,50%	Sin Garantía		3.057	34.209	102.625		139.891	434.629								434.629
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO VI	AR \$	Mensual	30,15%	30,15%	Sin Garantía		253.423	744.865	2.236.719		3.235.007	7.242.710								7.242.710
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	3,47%	3,47%	Sin Garantía				4.000.000		4.000.000									0
Chile	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual									0	2.760.499	2.760.499	2.760.499	2.760.499	9.431.709				20.473.705
Totales								4.381.564	4.550.603	5.503.144	108.713.988	123.149.299	209.099.869	71.208.396	199.531.831	17.735.384	9.431.709	0	507.007.189			

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes				No Corrientes						Total no corrientes		
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos							
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		10 o más años	
												M\$								M\$
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía	8												0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Mensual	3,96%	3,96%	Sin Garantía	9												0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía	48												0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Mensual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	57												0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Mensual	3,97%	3,97%	Sin Garantía	12												0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	2,12%	2,00%	Sin Garantía			224.709			224.709	41.598.580						41.598.580
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,57%	4,42%	Sin Garantía							957.667						957.667
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	4,66%	4,51%	Sin Garantía							488.583						488.583
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía			282.667				282.667						282.667
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al vencimiento	4,68%	4,44%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL\$	Anual	4,71%	4,60%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Semestral	4,35%	4,35%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL\$	Al vencimiento	4,73%	4,54%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,51%	4,51%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía													0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,22%	4,22%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al vencimiento	5,82%	5,66%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía													0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,13%	5,13%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	4,66%	4,46%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,92%	4,92%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,49%	4,49%	Sin Garantía													0
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,04%	5,04%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,56%	4,36%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía													0
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,29%	5,29%	Sin Garantía													0
Chile	Emel Norte S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía													0
Chile	Transemel S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,30%	4,30%	Sin Garantía													0
Chile	Transemel S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR\$	Mensual	26,97%	26,97%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR\$	Sobregiro	28,50%	28,50%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Sobregiro	39,66%	39,66%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	32,30%	32,30%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,98%	31,98%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,77%	31,77%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	32,12%	32,12%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR\$	Mensual	31,08%	31,08%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Sobregiro	34,16%	34,16%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	28,16%	28,16%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	31,93%	31,93%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,08%	34,08%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,28%	34,28%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR\$	Mensual	34,04%	34,04%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR\$	Mensual	26,00%	26,00%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR\$	Sobregiro	31,00%	31,00%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Rio	AR\$	Sobregiro	28,00%	28,00%	Sin Garantía													0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO II	AR\$	Mensual	33,47%	33,47%	Sin Garantía													0

Saldos al 31 de diciembre de 2016. (continuación)

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes							
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2016	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2016	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	34,47%	34,47%	Sin Garantía		74.885	407.813	1.223.438	1.706.135								0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO V	AR \$	Mensual	35,59%	35,59%	Sin Garantía		749.855	314.167	942.500	2.006.522	10.053.333							10.053.333
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	27,00%	27,00%	Sin Garantía		20.097	88.173	264.518	372.788	734.063							734.063
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	34,07%	34,07%	Sin Garantía		22.766	82.419	247.256	352.441	483.333							483.333
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	36,00%	36,00%	Sin Garantía		5.819	56.726	170.179	232.724								0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,00%	32,00%	Sin Garantía		251			252								0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	32,50%	32,50%	Sin Garantía	112.429			1	112.429								0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	32,00%	32,00%	Sin Garantía	88.755				88.755								0
Chile	Comercial y Logística General S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,73%	4,66%	Sin Garantía				5.001.076	5.001.076								
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL \$	Mensual	4,27%	4,27%	Sin Garantía				519	519	4.000.000							4.000.000
Chile	Energý Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía		4.929	9.948	5.027	19.904								0
Chile	Ajuste Valor. Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual								0	2.760.499	2.760.499	2.760.499	2.760.499	10.811.956			21.853.952
Totales								2.576.973	5.457.361	4.063.930	59.801.932	71.900.196	254.325.589	222.750.101	84.813.935	2.760.499	10.811.956	0	575.462.080	

20.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 30 de junio de 2017.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	30-06-2017	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.607.465		2.607.465					84.768.654	60.548.922	145.317.576
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	292.219		292.219						13.066.730	13.066.730
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		167.368	167.368						52.949.180	52.949.180
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	1.027.953		1.027.953						105.912.356	105.912.356
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.219.329		1.219.329		4.258.151	8.516.303	8.516.303	42.581.515	29.807.596	93.679.868
Totales										5.146.966	167.368	5.314.334	0	4.258.151	8.516.303	8.516.303	127.350.169	262.284.784	410.925.710

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										Pago de intereses	Pago de amortización	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
542	BCGEI-I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.588.759		2.588.759					71.751.017	71.750.902	143.501.919
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	290.759		290.759						12.896.651	12.896.651
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		172.020	172.020						52.301.748	52.301.748
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral		1.032.564	1.032.564						104.620.521	104.620.521
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.224.798		1.224.798			8.417.415	8.417.415	42.087.075	33.670.190	92.592.095
Totales										4.104.316	1.204.584	5.308.900	0	0	8.417.415	8.417.415	113.838.092	275.240.012	405.912.934

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	163.606.301	152.312.784		
Retenciones.	8.467.145	11.514.700		
Dividendos por pagar.	1.590.448	2.317.138		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	10.249.054	10.676.968		
Proveedores no energéticos.	78.305.622	89.714.849		
Proveedores de importación.	810.827	2.051.194		
Acreedores varios.	9.878.928	3.213.871	1.035.416	951.358
Otros.	1.097.501	1.183.312	89.675	140.688
Total	274.005.826	272.984.816	1.125.091	1.092.046

(*) Ver Nota N° 4.4.

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

La Sociedad y subsidiarias no tienen proveedores no energéticos de importancia cuyos pasivos superen el 10% de este ítem. Los principales proveedores con saldos pendientes de pago son SAP Chile Ltda., Administración y Procesamiento Ltda., Puente Alto Ingeniería y Servicios Ltda., Tecnet S.A. y Brown, Boveri de Chile S.A.

En el ítem Acreedores varios se presentan sanciones establecidas por el EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad) de la Provincia de San Juan a Energía San Juan S.A., por calidad de servicio técnico y comercial y la diferencia de pass through originada por la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 2016/12, la cual implementó un precio monómico de compra por un monto de M\$ 6.516.420.

Estos compromisos no tienen intereses asociados.

21.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Vacaciones del personal.	6.917.279	7.090.867		
Bonificaciones de feriados	454.225	432.348		
Participación sobre resultados.	2.371.101	3.151.220		
Aguinaldos.	506.449	2.533		
Total	10.249.054	10.676.968	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$
Hasta 30 días	15.765.038	224.385.337	19.815.574	259.965.949
Entre 31 y 60 días	5.316.335		879.716	6.196.051
Entre 61 y 90 días			236.777	236.777
Entre 91 y 120 días			4.742.576	4.742.576
Entre 121 y 365 días			1.431.605	1.431.605
Más de 365 días			1.119.000	1.119.000
Total	21.081.373	224.385.337	28.225.248	273.691.958

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2017 M\$
Hasta 30 días	320.452	802.453	161.380	1.284.285
Entre 31 y 60 días	41.852		55.452	97.304
Entre 61 y 90 días	20.075	12.452	18.752	51.279
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días			6.091	6.091
Total	382.379	814.905	241.675	1.438.959

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	18.056.464	224.696.275	12.466.664	255.219.403
Entre 31 y 60 días	5.322.717	506.545	4.863.950	10.693.212
Entre 61 y 90 días		502	650.748	651.250
Entre 91 y 120 días			2.676.891	2.676.891
Entre 121 y 365 días		33.111	2.277.480	2.310.591
Más de 365 días		80.500	1.011.546	1.092.046
Total	23.379.181	225.316.933	23.947.279	272.643.393

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2016 M\$
Hasta 30 días	320.145	800.452	159.875	1.280.472
Entre 31 y 60 días	40.852		50.085	90.937
Entre 61 y 90 días	18.752	20.852	22.456	62.060
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	379.749	821.304	232.416	1.433.469

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	10.501.348	7.329.436	621.185	543.549
Participación en utilidades y bonos.	3.046.923	4.482.566		
Otras provisiones.	1.457.048	2.115.502	621.153	1.132.204
Total	15.005.319	13.927.504	1.242.338	1.675.753

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 y del gas, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 33).

22.1.2.- Participación en utilidades y bonos.

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

22.1.3.- Otras provisiones.

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

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Conceptos	Movimiento de provisiones				
	Por reclamaciones legales M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas M\$	Otras provisiones M\$	Total al 30-06-2017 M\$
Saldo al 01 de enero de 2017	7.872.985	4.482.566	0	3.247.706	15.603.257
Provisiones adicionales.	2.439.506	531.962			2.971.468
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.185.146	1.663.733		(1.167.385)	1.681.494
Provisión utilizada.	(315.370)	(3.165.069)			(3.480.439)
Reversión de provisión no utilizada.	(7.000)	(466.269)		(2.120)	(475.389)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(52.734)				(52.734)
Total cambio en provisiones	3.249.548	(1.435.643)	0	(1.169.505)	644.400
Saldo al 30 de junio de 2017	11.122.533	3.046.923	0	2.078.201	16.247.657

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Conceptos	Movimiento de provisiones				
	Por reclamaciones legales	Por part. en utilidades y bonos	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas	Otras provisiones	Total al
	M\$	M\$	M\$	M\$	31-12-2016 M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	5.185.742	5.779.599	80.912	6.676.970	17.723.223
Provisiones adicionales.	2.631.276	623.691		1.600.096	4.855.063
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.191.353	1.668.122		683.069	4.542.544
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.		(374.175)			(374.175)
Provisión utilizada.	(1.663.305)	(3.092.762)		(51.087)	(4.807.154)
Reversión de provisión no utilizada.	(127.138)	(121.909)		(113.337)	(362.384)
Transferencia por División social			(80.912)	(5.548.005)	(5.628.917)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(344.943)				(344.943)
Total cambio en provisiones	2.687.243	(1.297.033)	(80.912)	(3.429.264)	(2.119.966)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	7.872.985	4.482.566	0	3.247.706	15.603.257

23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017	31-12-2016	30-06-2017	31-12-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	5.846	6.217	17.912.071	17.168.149
Provisión premio de antigüedad.			999.405	933.711
Provisión beneficios post-jubilatorios.	13.774	14.650	16.762.918	15.932.214
Total	19.620	20.867	35.674.394	34.034.074

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2017	31-12-2016	30-06-2017	31-12-2016	30-06-2017	31-12-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	17.174.366	19.727.511	933.711	651.699	15.946.864	15.762.951
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	558.487	1.976.029	39.989	128.601	137.556	415.248
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	439.185	845.221	21.147	43.324	522.532	970.459
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	1.234.432	817.424	13.389	215.563	889.618	175.756
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(27.020)	(65.711)			(63.665)	(154.831)
Transferencia por División Social		(4.726.605)				
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.461.533)	(1.399.503)	(8.831)	(105.476)	(656.213)	(1.222.719)
Total cambios en provisiones	743.551	(2.553.145)	65.694	282.012	829.828	183.913
Total	17.917.917	17.174.366	999.405	933.711	16.776.692	15.946.864

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	17.917.917	17.174.366	999.405	933.711	16.776.692	15.946.864
Total	17.917.917	17.174.366	999.405	933.711	16.776.692	15.946.864

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
	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	558.487	470.992	39.989	35.293	137.556	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	439.185	376.927	21.147	21.009	522.532	514.342	Costos Financieros.
Total	997.672	847.920	61.136	56.302	660.088	595.310	

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.	1,61%
Aumento futuros de salarios.	2,00%
Tabla de mortalidad.	RV - 2014
Tasa de rotación anual.	2,02%

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

Para el cálculo del pasivo al 30 de junio de 2017, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2017, 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	3.945.612	(3.325.971)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos. (*)	2.491.788	5.871.096		
Aportes reembolsables.	647.275	640.248		
Garantías recibidas en efectivo.	2.790.540	2.633.208		
Otros.			8.153.133	7.045.794
Total	5.929.603	9.144.552	8.153.133	7.045.794

24.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	2.218.383	5.871.096		
Otros ingresos diferidos.	273.405			
Total	2.491.788	5.871.096	0	0

El movimiento de este rubro al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	5.871.096	7.133.588
Adiciones.	11.620.338	40.341.279
Imputación a resultados.	(14.994.396)	(40.093.472)
Transferencia por división social		(1.747.769)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(47)	(248)
Ganancia (pérdida) otros.	(5.203)	237.718
Total	2.491.788	5.871.096

24.2.- Contratos de construcción.

De acuerdo con lo dispuesto en la NIC 11, a continuación se detalla información relevante de contratos en construcción.

24.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	11.546.827	16.109.403	5.528.490	9.442.496
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(6.350.244)	(12.427.949)	(2.012.155)	(7.478.646)
Total	5.196.583	3.681.454	3.516.335	1.963.850

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

Detalle	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	8.106.287	39.075.144
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	2.218.383	5.871.096

24.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	9.047.214	7.883.714	PER - FNDR

25.- PATRIMONIO NETO.

25.1.- Gestión de capital.

Los objetivos de Compañía General de Electricidad S.A. al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, Compañía General de Electricidad S.A. monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, Compañía General de Electricidad S.A. ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

25.2.- Capital suscrito y pagado.

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

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

Con fecha 9 de agosto de 2016, se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) donde se aprobó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A. y el aumento de capital en la cantidad de M\$ 52.110.353 mediante la emisión de 51.980.679 acciones.

Con fecha 8 de septiembre de 2016, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 9 de agosto de 2016. Ejercieron su derecho a retiro 37 accionistas por un total de 8.695.395 acciones.

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

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

Con fecha 8 de febrero de 2017, concluyó el período de derecho a retiro de los accionistas disidentes de Compañía General de Electricidad S.A. y Transnet S.A. respecto de la fusión aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 14 de diciembre 2016. Ejercieron su derecho a retiro 12 accionistas por un total de 5.098.044 de Compañía General de Electricidad S.A y 6 accionistas de Transnet S.A. por 7.870 acciones.

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

25.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2017 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 2.001.577.511, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

25.4.- Dividendos.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 el Directorio en Sesión Ordinaria de fecha 4 de noviembre de 2016, acordó repartir el dividendo provisorio N°1 de \$ 12,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, el cual se pagó con fecha 18 de noviembre de 2016, por un total de M\$ 23.799.924.

25.5.- Reservas.

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

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

25.5.1.- Reservas de conversión.

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

25.5.2.- Reservas de coberturas.

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

25.5.3.- Reservas de disponibles para la venta.

Corresponde a las fluctuaciones en el valor justo de activos financieros clasificados como disponibles para la venta.

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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 30 de junio de 2017 asciende a M\$ (1.323.546) (M\$ 133.788 al 31 de diciembre de 2016), ambos netos de impuestos diferidos.

25.5.5.- Otras reservas.

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

25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
Utilidades (pérdidas) acumuladas	125.283.283	1.714.963
Dividendos mínimos de acuerdo a política		(29.327.040)
Dividendos provisorios		(23.799.924)
Resultado del período o ejercicio	43.641.631	177.089.879
Total	168.924.914	125.677.878

25.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2017 y 31 de diciembre de 2016.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	
			30-06-2017	31-12-2016		30-06-2017			31-12-2016	
			%	%		M\$	M\$		M\$	M\$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	0,00000%	48,16216%						18.480.017
76.578.731-9	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	0,00000%	48,16216%						4.432.665
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	0,00000%	43,37562%						18.333.368
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	0,00000%	43,37562%						10.843.622
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	0,00000%	40,00000%						(167.605)
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	0,00000%	43,30220%						(122)
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	0,00000%	43,30000%						(4)
96.856.650-4	Innergy Holdings s.a.	Chile	0,00000%	40,00000%						456.271
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	19.818.609	1.447.662	19.349.063	2.536.799		
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,32083%	7,32083%	6.935.408	83.765	4.017.468	180.844		
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41607%	11,41607%	10.604.059	310.619	4.957.998	409.068		
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	0,00000%	1,78285%		73.582	16.053.516	107.726		
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,00000%	0,00000%				112.562		
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	5,84091%	5,84091%	3.105.253	69.015	1.606.126	151.880		
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,65635%	0,65635%	4.010.422	78.710	4.007.312	215.283		
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,57355%	0,57355%	1.983.280	25.729	1.975.805	58.809		
78.512.190-2	Energy Sur Ingeniería S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	515.742	15.713	532.824	63.028		
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	265.153	9.081	257.237	6.339		
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	0,00000%	1,59496%		15.006	395.835	26.184		
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	283.546	18.946	200.003	37.584		
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.496.977	1.914	18.502.778	3.045		
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	52	681	(468)	1.298		
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	7	2	6			
Total					66.018.508	2.150.425	71.855.503	56.288.661		

25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2016.

Sociedad	31-12-2016				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Gas Natural Chile S.A.	63.629.621	37,87500%	223.403.599	217.112.729	6.290.870
Total			223.403.599	217.112.729	6.290.870

Durante el período terminado al 30 de junio de 2017 no hay transacciones con participaciones no controladoras.

Dichas transacciones fueron contabilizadas de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro “otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto”.

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

Movimientos al 30 de junio de 2017.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2017	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			43.641.631			2.150.425			45.792.056
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(2.032.836)		(2.032.836)	88.564		88.564	(1.944.272)	0	(1.944.272)
Total movimientos del período o ejercicio	(2.032.836)	0	(2.032.836)	88.564	0	88.564	(1.944.272)	0	(1.944.272)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(1.314.561)	354.932	(959.629)	(914.464)	246.905	(667.559)	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)
Total movimientos del período o ejercicio	(1.314.561)	354.932	(959.629)	(914.464)	246.905	(667.559)	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)
Total resultado integral			40.649.166			1.571.430			42.220.596

Movimientos al 30 de junio de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 30-06-2016	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			23.771.414			35.084.891			58.856.305
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(11.586.360)	111.923	(11.474.437)	(700.604)	119.273	(581.331)	(12.286.964)	231.196	(12.055.768)
Total movimientos del período o ejercicio	(11.586.360)	111.923	(11.474.437)	(700.604)	119.273	(581.331)	(12.286.964)	231.196	(12.055.768)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(7.314.216)		(7.314.216)	(2.888.072)		(2.888.072)	(10.202.288)		(10.202.288)
Total movimientos del período o ejercicio	(7.314.216)	0	(7.314.216)	(2.888.072)	0	(2.888.072)	(10.202.288)	0	(10.202.288)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	36.163	(10.216)	25.947	13.779	13.966	27.745	49.942	3.750	53.692
Total movimientos del período o ejercicio	36.163	(10.216)	25.947	13.779	13.966	27.745	49.942	3.750	53.692
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	(4.743.728)		(4.743.728)	(9.110.547)		(9.110.547)	(13.854.275)		(13.854.275)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.743.728)	0	(4.743.728)	(9.110.547)	0	(9.110.547)	(13.854.275)	0	(13.854.275)
Total resultado integral			264.980			22.532.686			22.797.666

26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	754.876.196	729.900.587	373.583.454	351.839.333
Venta de energía.	734.926.491	709.715.365	363.109.854	342.057.566
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	19.949.705	20.185.222	10.473.600	9.781.767
Prestaciones de servicios	114.522.045	115.697.612	61.345.388	59.451.985
Recargos regulados, peajes y transmisión.	76.692.136	73.434.522	38.102.968	32.823.611
Arriendo de equipos de medida.	2.095.323	2.217.533	1.021.081	1.102.292
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	2.013.737	2.278.856	999.294	1.628.922
Apoyos en postación.	777.989	738.902	375.227	362.092
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	30.025.105	33.453.663	19.217.256	22.146.849
Servicios de televisión por cable	2.469.323	2.407.655	1.235.549	1.213.384
Servicios de call center		651.001		127.702
Otras prestaciones	448.432	515.480	394.013	47.133
Total	869.398.241	845.598.199	434.928.842	411.291.318

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016.

26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	220.741	711.295	111.891	411.123
Otros ingresos de operación.	244.501	360.479	143.256	174.099
Total	465.242	1.071.774	255.147	585.222

27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016 que se adjunta, se descomponen como se indica en 27.1, 27.2, 27.3 y 27.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	719.791.736	717.799.367	359.765.744	348.259.678
Costo de administración.	67.268.420	60.388.708	33.588.973	32.738.844
Otros gastos por función.	4.239.215	3.551.232	2.105.593	1.729.534
Total	791.299.371	781.739.307	395.460.310	382.728.056

27.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	600.550.539	587.562.286	292.641.623	280.425.150
Compra de gas.	5.307.947	4.518.177	3.959.419	2.461.900
Gastos de personal.	48.453.734	54.760.386	26.138.646	28.594.579
Gastos de operación y mantenimiento.	49.540.842	47.175.356	25.957.499	25.105.774
Gastos de administración.	39.922.212	35.342.122	21.014.809	19.095.034
Costos de mercadotecnia.	387.077	539.597	218.318	208.821
Depreciación.	29.186.032	29.225.807	14.610.205	14.573.176
Amortización.	3.400.101	8.019.458	1.701.664	4.021.442
Otros gastos varios de operación.	14.550.887	14.596.118	9.218.127	8.242.180
Total	791.299.371	781.739.307	395.460.310	382.728.056

27.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	43.425.057	48.912.568	23.418.311	26.328.044
Beneficios a corto plazo a los empleados.	2.902.486	3.916.060	1.223.613	1.653.735
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	832.776	283.404	619.032	156.453
Beneficios por terminación.	1.229.688	881.574	841.000	357.287
Otros gastos de personal.	63.727	766.780	36.690	99.060
Total	48.453.734	54.760.386	26.138.646	28.594.579

27.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	28.409.983	28.011.007	14.231.839	13.970.505
Gasto de administración.	776.049	1.214.800	378.366	602.671
Otras ganancias (pérdidas).	3.393.733	3.614.993	2.504.786	1.593.074
Total depreciación	32.579.765	32.840.800	17.114.991	16.166.250
Amortización				
Costo de ventas.	3.368.010	7.984.536	1.697.622	4.006.196
Gasto de administración.	32.091	34.922	4.042	15.246
Total amortización	3.400.101	8.019.458	1.701.664	4.021.442
Total	35.979.866	40.860.258	18.816.655	20.187.692

27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(3.393.733)	(3.614.993)	(2.504.786)	(1.593.074)
Venta de chatarra.	350.111	246.416	341.355	193.159
Venta de propiedades, planta y equipo.	88.615	587.865	98.907	578.343
Venta acciones.		911		911
Juicios o arbitrajes.	(3.562.806)	(3.402.499)	(3.292.897)	(683.454)
Remuneraciones del directorio.	(36.788)	(172.093)	(16.615)	(92.364)
Participación utilidad del directorio.		(16.827)		(8.691)
Remuneraciones comité de directores.	(47.622)	(1.554)	(17.636)	(1.039)
Participación comité de directores	(3.438)	(1.870)	(1.103)	(966)
Otras (pérdidas) ganancias.	1.823.448	4.659.568	1.751.998	1.079.413
Aportes de terceros para financiar obras propias	2.332.158	2.590.185	1.392.691	1.116.232
Total	(2.450.055)	875.109	(2.248.086)	588.470

28.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	3.754.767	2.943.333	3.006.862	1.214.918
Ingresos por otros activos financieros.	348.020	7.872.465	101.177	3.542.566
Otros ingresos financieros.	231.141	90.435	147.200	40.473
Total ingresos financieros	4.333.928	10.906.233	3.255.239	4.797.957
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(17.342.542)	(35.877.057)	(8.266.652)	(17.281.414)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(8.782.228)	(8.620.748)	(4.429.224)	(4.319.707)
Gastos por valoración derivados financieros.		(9.851.236)		(5.202.910)
Otros gastos.	(3.926.938)	(951.194)	(3.508.668)	(161.635)
Total costos financieros	(30.051.708)	(55.300.235)	(16.204.544)	(26.965.666)
Total diferencias de cambio (*)	(185.269)	(14.482.372)	(48.205)	(14.377.973)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(5.326.867)	(6.467.575)	(3.309.742)	(3.587.895)
Total	(31.229.916)	(65.343.949)	(16.307.252)	(40.133.577)

28.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(7.640)	(27.780)	(3.994)	(26.724)
Otros activos financieros.		30.216.289		74.626.653
Otros activos no financieros.	(12.244)		(6.852)	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6		1.882	
Inventarios.	(3.757)	(4.375)	(9.074)	1.260
Activos por impuestos.		48.740		48.740
Total diferencias de cambio por activos	(23.635)	30.232.874	(18.038)	74.649.929
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(197.691)	(44.624.803)	(107.918)	(89.000.227)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	36.057	(90.443)	77.751	(27.675)
Total diferencias de cambio por pasivos	(161.634)	(44.715.246)	(30.167)	(89.027.902)
Total diferencia de cambios neta	(185.269)	(14.482.372)	(48.205)	(14.377.973)

28.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Otros activos financieros.	3.270		3.319	(31)
Otros activos no financieros.	61.560	557.222	(80.511)	350.607
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	1.665	104.708	(8.000)	79.883
Activos por impuestos.	98.736	154.520	87.322	105.452
Total unidades de reajuste por activos	165.231	816.450	2.130	535.911
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(5.471.344)	(7.225.440)	(3.299.783)	(4.099.592)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(11.830)	(41.056)	(3.806)	(14.351)
Pasivos por impuestos.	(7.610)	(15.316)	(7.610)	(15.316)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(1.311)	(2.213)	(672)	(1.357)
Otros pasivos no financieros.	(3)		(1)	6.810
Total unidades de reajuste por pasivos	(5.492.098)	(7.284.025)	(3.311.872)	(4.123.806)
Total unidades de reajuste neto	(5.326.867)	(6.467.575)	(3.309.742)	(3.587.895)

29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 30 de junio de 2017 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 25,5%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014.

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

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

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

Durante el período terminado al 30 de junio de 2017 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 6.564.525 y un cargo por M\$ 6.166.343, al 30 de junio de 2016.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(7.225.596)	(9.798.745)	(2.913.237)	(1.822.162)
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	69.508	417.360	69.508	(487.710)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(7.156.088)	(9.381.385)	(2.843.729)	(2.309.872)
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	575.617	3.200.523	(1.033.373)	(2.111.894)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	15.946	14.519	8.952	9.906
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	591.563	3.215.042	(1.024.421)	(2.101.988)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(6.564.525)	(6.166.343)	(3.868.150)	(4.411.860)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(1.579.472)	(142.442)	(1.123.785)	(72.494)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(5.576.616)	(9.238.943)	(1.719.944)	(2.237.378)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(7.156.088)	(9.381.385)	(2.843.729)	(2.309.872)
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	596.671	(17.342)	561.013	145.040
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(5.108)	3.232.384	(1.585.434)	(2.247.028)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	591.563	3.215.042	(1.024.421)	(2.101.988)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(6.564.525)	(6.166.343)	(3.868.150)	(4.411.860)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016	01-01-2016 30-06-2016	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2017 30-06-2017	01-04-2016 30-06-2016	01-04-2016 30-06-2016
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	52.356.581		3.272.147		26.049.714		(9.415.898)	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(13.350.928)	25,5%	(785.315)	24,0%	(6.642.677)	25,5%	2.259.816	24,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(104.472)	0,2%	(64.492)	2,0%	(481.099)	1,9%	(65.634)	-0,7%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	8.209.920	-15,7%	(3.257.496)	99,6%	4.086.997	-15,7%	(5.279.587)	-56,1%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(1.293.700)	2,5%	(2.956.367)	90,4%	(1.197.184)	4,6%	(1.043.683)	-11,1%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	186.731	-0,4%	293.373	-9,0%	497.547	-1,9%	198.306	2,1%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	71.461	-0,1%	34.220	-1,1%	71.461	-0,3%	34.220	0,4%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(283.537)	0,5%	569.734	-17,4%	(203.195)	0,8%	(515.298)	-5,5%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	6.786.403	-13,0%	(5.381.028)	164,4%	2.774.527	-10,6%	(6.671.676)	-70,9%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(6.564.525)	12,5%	(6.166.343)	188,4%	(3.868.150)	14,9%	(4.411.860)	-46,9%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2017 30-06-2017			01-01-2016 30-06-2016			01-04-2017 30-06-2017			01-04-2016 30-06-2016		
	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.			0	(12.286.964)	231.196	(12.055.768)			0	3.646.700	(56.896)	3.589.804
Diferencia de cambio por conversión.	(1.944.272)		(1.944.272)	(10.202.288)		(10.202.288)	(1.358.769)		(1.358.769)	68.522		68.522
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.			0	(13.854.275)		(13.854.275)			0	61.898		61.898
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(2.229.025)	601.837	(1.627.188)	49.942	3.750	53.692	(23.443)	6.329	(17.114)	576.573	(111.412)	465.161
Total		601.837			234.946			6.329			(168.308)	

30.- GANANCIAS POR ACCION.

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de Compañía General de Electricidad S.A. entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año., excluyendo de existir, las acciones comunes adquiridas por la Sociedad y mantenidas como acciones de tesorería.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2017 30-06-2017	01-01-2016 30-06-2016
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	43.641.631	23.771.414
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	21,80	17,34
Cantidad de acciones	2.001.577.511	1.370.886.000

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

31.- INFORMACION POR SEGMENTO.

31.1.- Criterios de segmentación.

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

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

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución, transmisión y generación eléctrica y venta de gas natural (esta última actividad escindida con fecha 14 de Octubre de 2016 a CGE Gas Natural S.A.). 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.

31.2.- Cuadros patrimoniales.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por los periodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, es la siguiente:

31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES								
Efectivo y equivalentes al efectivo.	13.260.516	108.335.392	958.320	614.634			14.218.836	108.950.026
Otros activos no financieros.	6.101.436	1.115.879	1.298.601	380.246			7.400.037	1.496.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	333.608.133	338.728.687	12.730.707	5.725.620			346.338.840	344.454.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	86.970.667	84.806.257	19.226.060	35.088.504	(99.049.938)	(117.291.421)	7.146.789	2.603.340
Inventarios.	3.947.857	3.348.362	24.064.761	16.119.013		(4)	28.012.618	19.467.371
Activos por impuestos.	30.891.383	30.948.826	329.769	193.352	(1.141.898)	(8.786.020)	30.079.254	22.356.158
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.	474.779.992	567.283.403	58.608.218	58.121.369	(100.191.836)	(126.077.445)	433.196.374	499.327.327
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	545.145	545.145					545.145	545.145
Total activos corrientes	475.325.137	567.828.548	58.608.218	58.121.369	(100.191.836)	(126.077.445)	433.741.519	499.872.472
ACTIVOS NO CORRIENTES								
Otros activos financieros.	175.001	175.001					175.001	175.001
Otros activos no financieros.	85.090	85.090					85.090	85.090
Cuentas por cobrar.	16.205.999	16.538.198	958.212	1.044.657			17.164.211	17.582.855
Inventario.			1.222.931	1.489.701		(38)	1.222.893	1.489.701
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	20.004.933	20.007.250			(20.004.933)	(20.007.250)	0	0
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	1.293.838.365	1.242.465.183	41.142	46.099	(1.278.394.220)	(1.227.180.564)	15.485.287	15.330.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	854.975.127	852.408.303	27.370.220	27.583.419			882.345.347	879.991.722
Plusvalía.	218.067.233	218.067.233					218.067.233	218.067.233
Propiedades, planta y equipo.	1.690.516.880	1.640.041.620	52.190.971	53.107.802			1.742.707.851	1.693.149.422
Propiedad de inversión.	6.170.241	6.170.241	3.467.379	3.471.448			9.637.620	9.641.689
Activos por impuestos diferidos.	3.705.161	3.285.263	6.233.771	6.577.108			9.938.932	9.862.371
Total activos no corrientes	4.103.744.030	3.999.243.382	91.484.626	93.320.234	(1.298.399.191)	(1.247.187.814)	2.896.829.465	2.845.375.802
TOTAL ACTIVOS	4.579.069.167	4.567.071.930	150.092.844	151.441.603	(1.398.591.027)	(1.373.265.259)	3.330.570.984	3.345.248.274

31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$	30-06-2017 M\$	31-12-2016 M\$
PASIVOS CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	124.463.633	72.187.597	4.000.000	5.021.499			128.463.633	77.209.096
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	257.303.819	250.429.630	16.764.693	22.643.192	(62.686)	(88.006)	274.005.826	272.984.816
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	78.631.163	207.144.445	23.674.860	2.073.339	(98.987.252)	(117.203.415)	3.318.771	92.014.369
Otras provisiones.	13.248.708	12.020.300	1.756.611	1.907.204			15.005.319	13.927.504
Pasivos por impuestos.	4.768.790	7.548.864	658.699	1.237.156	(1.141.898)	(8.786.020)	4.285.591	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	19.620	20.867					19.620	20.867
Otros pasivos no financieros.	5.480.668	8.895.762	448.935	248.790			5.929.603	9.144.552
Total pasivos corrientes	483.916.401	558.247.465	47.303.798	33.131.180	(100.191.836)	(126.077.441)	431.028.363	465.301.204
PASIVOS NO CORRIENTES								
Otros pasivos financieros.	917.920.293	977.361.556	12.606	4.013.458			917.932.899	981.375.014
Cuentas por pagar.	1.141.166	1.127.797			(16.075)	(35.751)	1.125.091	1.092.046
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	44.722.730		19.988.858	19.971.499	(19.988.858)	(19.971.499)	44.722.730	0
Otras provisiones.	1.242.338	1.675.753					1.242.338	1.675.753
Pasivo por impuestos diferidos.	244.816.548	245.344.888	1.317.103	1.713.266			246.133.651	247.058.154
Provisiones por beneficios a los empleados.	33.836.622	32.219.094	1.837.772	1.814.980			35.674.394	34.034.074
Otros pasivos no financieros.	8.153.133	7.045.794					8.153.133	7.045.794
Total pasivos no corrientes	1.251.832.830	1.264.774.882	23.156.339	27.513.203	(20.004.933)	(20.007.250)	1.254.984.236	1.272.280.835
TOTAL PASIVOS	1.735.749.231	1.823.022.347	70.460.137	60.644.383	(120.196.769)	(146.084.691)	1.686.012.599	1.737.582.039
PATRIMONIO								
Capital emitido.	2.160.137.910	2.160.882.733	111.528.883	123.029.682	(747.931.108)	(764.672.426)	1.523.735.685	1.519.239.989
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	445.206.942	268.266.788	(45.018.744)	(45.850.003)	(231.263.284)	(96.738.907)	168.924.914	125.677.878
Primas de emisión.	356.146	2.954.384	954	954	(357.100)	(2.955.338)	0	0
Acciones propias en cartera.	(8.251.852)	(4.474.979)			(38.198)	(38.198)	(8.290.050)	(4.513.177)
Otras reservas.	195.649.551	252.507.183	12.604.470	13.083.763	(314.084.693)	(370.184.904)	(105.830.672)	(104.593.958)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	2.793.098.697	2.680.136.109	79.115.563	90.264.396	(1.293.674.383)	(1.234.589.773)	1.578.539.877	1.535.810.732
Participaciones no controladoras.	50.221.239	63.913.474	517.144	532.824	15.280.125	7.409.205	66.018.508	71.855.503
Total patrimonio	2.843.319.936	2.744.049.583	79.632.707	90.797.220	(1.278.394.258)	(1.227.180.568)	1.644.558.385	1.607.666.235
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	4.579.069.167	4.567.071.930	150.092.844	151.441.603	(1.398.591.027)	(1.373.265.259)	3.330.570.984	3.345.248.274

31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico				Gas				Servicios			
	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016	30-06-2017	30-06-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	848.297.771	823.324.458	423.579.249	399.771.678					50.047.058	60.083.650	27.691.468	30.599.361
Costo de ventas	(689.785.421)	(689.239.297)	(343.427.477)	(333.512.220)					(39.972.749)	(48.946.599)	(21.800.961)	(25.501.064)
Ganancia bruta	158.512.350	134.085.161	80.151.772	66.259.458	0	0	0	0	10.074.309	11.137.051	5.890.507	5.098.297
Otros ingresos, por función.	4.047.716	5.658.653	2.053.426	2.862.876								
Gasto de administración.	(85.950.288)	(74.191.633)	(44.749.709)	(39.301.199)					(3.880.760)	(8.207.334)	(1.516.724)	(4.041.414)
Otros gastos, por función.	(4.239.215)	(3.551.232)	(2.105.593)	(1.729.534)								
Otras ganancias (pérdidas).	(2.649.765)	55.542	(2.391.308)	(191.620)					199.710	819.567	143.222	780.090
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	69.720.798	62.056.491	32.958.588	27.899.981	0	0	0	0	6.393.259	3.749.284	4.517.005	1.836.973
Ingresos financieros.	4.874.402	13.161.060	2.159.617	5.890.917					491.584	641.748	207.249	344.388
Costos financieros.	(30.118.001)	(57.276.415)	(14.756.328)	(27.950.504)					(965.765)	(920.395)	(559.843)	(452.510)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	43.073.625	70.200.318	24.133.704	38.436.090						272		209
Diferencias de cambio.	(209.398)	(14.444.761)	(79.264)	(14.363.334)					24.129	(37.609)	31.081	(14.637)
Resultados por unidades de reajuste.	(5.348.395)	(6.520.762)	(3.320.570)	(3.616.138)					21.528	53.187	10.828	28.243
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	81.993.031	67.175.931	41.095.747	26.297.012	0	0	0	0	5.964.735	3.486.487	4.206.320	1.742.666
Gasto por impuestos a las ganancias.	(5.440.316)	(5.544.373)	(3.045.369)	(3.983.173)					(1.124.209)	(621.970)	(822.781)	(428.687)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	76.552.715	61.631.558	38.050.378	22.313.839	0	0	0	0	4.840.526	2.864.517	3.383.539	1.313.979
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.						61.750.501		48.945.047				
Ganancia (pérdida)	76.552.715	61.631.558	38.050.378	22.313.839	0	61.750.501	0	48.945.047	4.840.526	2.864.517	3.383.539	1.313.979
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	74.601.389	65.790.933	37.058.000	25.821.505		40.334.654	0	32.973.349	4.824.692	2.985.772	3.370.383	1.398.241
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1.951.326	(4.159.375)	992.378	(3.208.945)		21.415.847	0	15.971.698	15.834	(121.255)	13.156	(84.262)
Ganancia (pérdida)	76.552.715	61.631.558	38.050.378	22.612.560	0	61.750.501	0	48.945.047	4.840.526	2.864.517	3.383.539	1.313.979
Depreciación	27.857.203	27.496.215	13.954.359	13.760.924			0	0	1.328.829	1.729.592	655.846	812.252
Amortización	456.583	5.609.956	213.919	2.802.099			0	0	2.943.518	2.409.502	1.487.745	1.219.343
EBITDA	100.684.349	95.107.120	49.518.174	44.654.624	0	0	0	0	10.465.896	7.068.811	6.517.374	3.088.478

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016	01-01-2017	01-01-2016	01-04-2017	01-04-2016
	30-06-2017 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2017 M\$	30-06-2016 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	(28.946.588)	(37.809.909)	(16.341.875)	(19.079.721)	869.398.241	845.598.199	434.928.842	411.291.318
Costo de ventas	9.966.434	20.386.529	5.462.694	10.753.606	(719.791.736)	(717.799.367)	(359.765.744)	(348.259.678)
Ganancia bruta	(18.980.154)	(17.423.380)	(10.879.181)	(8.326.115)	149.606.505	127.798.832	75.163.098	63.031.640
Otros ingresos, por función.	(3.582.474)	(4.586.879)	(1.798.279)	(2.277.654)	465.242	1.071.774	255.147	585.222
Gasto de administración.	22.562.628	22.010.259	12.677.460	10.603.769	(67.268.420)	(60.388.708)	(33.588.973)	(32.738.844)
Otros gastos, por función.					(4.239.215)	(3.551.232)	(2.105.593)	(1.729.534)
Otras ganancias (pérdidas).					(2.450.055)	875.109	(2.248.086)	588.470
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	0	0	0	0	76.114.057	65.805.775	37.475.593	29.736.954
Ingresos financieros.	(1.032.058)	(2.896.575)	888.373	(1.437.348)	4.333.928	10.906.233	3.255.239	4.797.957
Costos financieros.	1.032.058	2.896.575	(888.373)	1.437.348	(30.051.708)	(55.300.235)	(16.204.544)	(26.965.666)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	(35.601.185)	(67.390.269)	(19.252.331)	(37.455.574)	7.472.440	2.810.321	4.881.373	980.725
Diferencias de cambio.		(2)	(22)	(2)	(185.269)	(14.482.372)	(48.205)	(14.377.973)
Resultados por unidades de reajuste.					(5.326.867)	(6.467.575)	(3.309.742)	(3.587.895)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(35.601.185)	(67.390.271)	(19.252.353)	(37.455.576)	52.356.581	3.272.147	26.049.714	(9.415.898)
Gasto por impuestos a las ganancias.					(6.564.525)	(6.166.343)	(3.868.150)	(4.411.860)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	(35.601.185)	(67.390.271)	(19.252.353)	(37.455.576)	45.792.056	(2.894.196)	22.181.564	(13.827.758)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.					0	61.750.501	0	48.945.047
Ganancia (pérdida)	(35.601.185)	(67.390.271)	(19.252.353)	(37.455.576)	45.792.056	58.856.305	22.181.564	35.117.289
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	(35.784.450)	(85.339.945)	(19.335.492)	(52.298.938)	43.641.631	23.771.414	21.092.891	7.894.157
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	183.265	17.949.674	83.139	14.544.641	2.150.425	35.084.891	1.088.673	27.223.132
Ganancia (pérdida)	(35.601.185)	(67.390.271)	(19.252.353)	(37.754.297)	45.792.056	58.856.305	22.181.564	35.117.289
Depreciación					29.186.032	29.225.807	14.610.205	14.573.176
Amortización					3.400.101	8.019.458	1.701.664	4.021.442
EBITDA	0	0	0	0	111.150.245	102.175.931	56.035.548	47.743.102

31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile				Argentina				Consolidado			
	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-04-2017 30-06-2017 M\$	01-04-2016 30-06-2016 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	825.428.670	817.015.368	412.184.937	397.164.938	43.969.571	28.582.831	22.743.905	14.126.380	869.398.241	845.598.199	434.928.842

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2017 30-06-2017 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	83.701.948	184.122.385			(25.736.671)	4.479.105	(15.750.095)	(29.900.181)	42.215.182
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(234.367.098)	20.864.318		26.365.740	(3.671.199)	(2.412.371)	149.909.420	(34.061.960)	(88.128.877)	10.755.727
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	55.550.644	(143.129.643)			29.759.189	(2.002.608)	(134.023.241)	63.962.141	(48.713.408)	(81.170.110)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(95.114.506)	61.857.060	0	26.365.740	351.319	64.126	136.084	0	(94.627.103)	88.286.926
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(96.454)	(39.025)			(7.633)	(24.503)			(104.087)	(63.528)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(95.210.960)	61.818.035	0	26.365.740	343.686	39.623	136.084	0	(94.731.190)	88.223.398
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	108.471.476	37.399.707		21.949.482	614.634	789.295	(136.084)		108.950.026	60.138.484
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	13.260.516	99.217.742	0	48.315.222	958.320	828.918	0	0	14.218.836	148.361.882

32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-06-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	1.341.600	1.341.600		1.341.600				0	1.341.600
Activos corrientes	AR \$	82.833.039	19.123.749	27.073.818	46.197.567	418.525		36.216.947	36.635.472	82.833.039
Activos corrientes	EUR \$	35.082	35.082		35.082				0	35.082
Total activos en moneda extranjera	M/e	84.209.721	20.500.431	27.073.818	47.574.249	418.525	0	36.216.947	36.635.472	84.209.721
Pasivos corrientes	US \$	928.951	928.951		928.951				0	928.951
Pasivos corrientes	AR \$	64.106.250	33.902.578	11.416.557	45.319.135	17.078.958		1.708.157	18.787.115	64.106.250
Pasivos corrientes	EUR \$	35.665	35.665		35.665				0	35.665
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	65.070.866	34.867.194	11.416.557	46.283.751	17.078.958	0	1.708.157	18.787.115	65.070.866

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2016 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 \$	837.625	837.625		837.625				0	837.625
Activos corrientes	AR \$	73.236.649	15.519.904	23.496.597	39.016.501	448.715		33.771.433	34.220.148	73.236.649
Activos corrientes	EUR \$	53.753	53.753		53.753				0	53.753
Total activos en moneda extranjera	M/e	74.128.027	16.411.282	23.496.597	39.907.879	448.715	0	33.771.433	34.220.148	74.128.027
Pasivos corrientes	US \$	629.194	629.194		629.194				0	629.194
Pasivos corrientes	AR \$	57.963.183	33.460.546	10.174.027	43.634.573	12.832.247		1.496.363	14.328.610	57.963.183
Pasivos corrientes	EUR \$	48.852	48.852		48.852				0	48.852
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	58.641.229	34.138.592	10.174.027	44.312.619	12.832.247	0	1.496.363	14.328.610	58.641.229

32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 30-06-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	840.989	840.989		840.989				0	840.989
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	4.756.735	4.756.735		4.756.735				0	4.756.735
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	311	311		311				0	311
Otros activos no financieros.	AR \$	1.813.503	1.458.718	354.785	1.813.503				0	1.813.503
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	36.571.318	12.907.985	23.663.333	36.571.318				0	36.571.318
Inventarios.	US \$	500.611	500.611		500.611				0	500.611
Inventarios.	AR \$	3.055.700		3.055.700	3.055.700				0	3.055.700
Inventarios.	EUR \$	35.082	35.082		35.082				0	35.082
Derechos por cobrar.	AR \$	418.525			0	418.525			418.525	418.525
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	32.511.786			0			32.511.786	32.511.786	32.511.786
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.705.161			0			3.705.161	3.705.161	3.705.161
Total activos en moneda extranjera	M/e	84.209.721	20.500.431	27.073.818	47.574.249	418.525	0	36.216.947	36.635.472	84.209.721

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

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 31-12-2016 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	666.825	666.825		666.825				0	666.825
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.612.673	1.612.673		1.612.673				0	1.612.673
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	303	303		303				0	303
Otros activos no financieros.	AR \$	538.787	238.775	300.012	538.787				0	538.787
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	33.962.896	13.668.153	20.294.743	33.962.896				0	33.962.896
Inventarios.	US \$	170.800	170.800		170.800				0	170.800
Inventarios.	AR \$	2.901.842		2.901.842	2.901.842				0	2.901.842
Inventarios.	EUR \$	53.753	53.753		53.753				0	53.753
Derechos por cobrar.	AR \$	448.715			0	448.715			448.715	448.715
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	30.508.727			0			30.508.727	30.508.727	30.508.727
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.262.706			0			3.262.706	3.262.706	3.262.706
Total activos en moneda extranjera	M/e	74.128.027	16.411.282	23.496.597	39.907.879	448.715	0	33.771.433	34.220.148	74.128.027

32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 30 de junio de 2017.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 30-06-2017 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	10.727.304		10.727.304	10.727.304				0	10.727.304
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	928.951	928.951		928.951				0	928.951
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	33.902.578	33.902.578		33.902.578				0	33.902.578
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	35.665	35.665		35.665				0	35.665
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	688.632		688.632	688.632				0	688.632
Pasivos financieros.	AR \$	16.457.773			0	16.457.773			16.457.773	16.457.773
Otras provisiones	AR \$	621.185			0	621.185			621.185	621.185
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.708.157			0			1.708.157	1.708.157	1.708.157
Otros pasivos no financieros.	AR \$	621		621	621				0	621
Total pasivos en moneda extranjera		65.070.866	34.867.194	11.416.557	46.283.751	17.078.958	0	1.708.157	18.787.115	65.070.866

Saldos al 31 de diciembre de 2016.

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 31-12-2016 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Pasivos financieros.	AR \$	9.813.637		9.813.637	9.813.637				0	9.813.637
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	629.194	629.194		629.194				0	629.194
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	33.460.546	33.460.546		33.460.546				0	33.460.546
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	48.852	48.852		48.852				0	48.852
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	359.601		359.601	359.601				0	359.601
Pasivos financieros.	AR \$	12.288.698			0	12.288.698			12.288.698	12.288.698
Otras provisiones	AR \$	543.549			0	543.549			543.549	543.549
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.496.363			0			1.496.363	1.496.363	1.496.363
Otros pasivos no financieros.	AR \$	789		789	789				0	789
Total pasivos en moneda extranjera		58.641.229	34.138.592	10.174.027	44.312.619	12.832.247	0	1.496.363	14.328.610	58.641.229

33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

33.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

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

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

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

Empresa Eléctrica Atacama S.A. como demandante:

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

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

- 33.1.4.- Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".
Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol N°: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.5.- Nombre del Juicio: "Lobos con servicios topográficos y CONAFE".
Fecha inicio: 16 de septiembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Casablanca.
Rol N°: 898-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico.
Cuantía: M\$ 258.100.
Estado: Con fecha 7 de septiembre de 2016, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.6.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 20 de julio de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de La Serena.
Rol N°: 2403-2016
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2012 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo de traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 852.009.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.7.- Nombre del Juicio: "Fisco con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de agosto de 2016.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de La Serena.
Rol N°: 2404-2016
Materia: Cobro de pesos basada en que el año 2012 la Dirección de Vialidad Quinta Región habría asumido el costo de traslado de instalaciones de CONAFE que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 192.020.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.8.- Nombre del Juicio: "Bauer con CONAFE".
Fecha inicio: 18 de enero de 2017.
Tribunal: 1° Juzgado de Viña del Mar.
Rol N°: 4702-2016
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 179.000.
Estado: Etapa de discusión.

CGE Distribución S.A.:

- 33.1.9.- Nombre del Juicio: "Robles con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de marzo de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol N°: 784-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 2.009.550.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.10.- Nombre del Juicio: "Chilena Consolidada con CGE Distribución S.A."
Fecha: 6 de abril de 2015.
Tribunal: 19° juzgado de Civil de Santiago.
Rol N°: 3.227-2015.
Materia: Acción de cobro de la indemnización pagada al asegurado Indura S.A. como consecuencia de un contrato de seguro por un corte total de suministro de fecha 24 de septiembre de 2011.
Cuantía: MUS\$546.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.11.- Nombre del Juicio: "Plaza con CGE Distribución S.A."
Fecha: 14 de mayo de 2015.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1.407-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 2.836.487.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.12.- Nombre del Juicio: "Forestal Los Molinos con CGE Distribución S.A."
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1.688-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 448.914.
Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.13.- Nombre del Juicio: "Pérez con CGE Distribución S.A."
Fecha: 13 de agosto de 2015.
Tribunal: 4° Juzgado Civil de Talca.
Rol N°: 1.684-2015.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 698.628.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

- 33.1.14.- Nombre del Juicio: "Oficina de Propiedades Ossandón con CGE Distribución S.A."
Fecha: 09 de septiembre de 2015.
Tribunal: 27° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 7.482-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en inmueble de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.929.826.
Estado: Etapa de Discusión finalizada.
- 33.1.15.- Nombre del Juicio: "Roberto Tamm y Cia. Ltda. con CGE Distribución S.A."
Fecha: 12 de enero de 2017.
Tribunal: Juzgado Civil de San Fernando.
Rol N°: 1890-2016.
Materia: Demanda de cumplimiento de contrato e indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.600.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.16.- Nombre del Juicio: "Sanhueza con Municipalidad de Hualqui y CGE Distribución S.A."
Fecha: 8 de septiembre de 2016.
Tribunal: 3° Juzgado civil de concepción.
Rol N°: 4098-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico que provocó el fallecimiento de una persona.
Cuantía: M\$1.500.000.
Estado: Etapa de prueba finalizada.
- 33.1.17.- Nombre del Juicio: "Soc. Agrícola Santa Elba con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de octubre de 2016.
Tribunal: 10° Juzgado civil de Santiago.
Rol N°: 22.696-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 573.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.18.- Nombre del Juicio: "Grasco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 31 de enero de 2017.
Tribunal: 21° Juzgado civil de Santiago.
Rol N°: 31.376-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por supuestas variaciones de voltaje en industria de la demandante.
Cuantía: M\$ 657.151.
Estado: Etapa de discusión.

- 33.1.19- Nombre del Juicio: "Aliende con CGE Distribución S.A. ."
 Fecha: 7 de marzo de 2017.
 Tribunal: Juzgado de letras de Litueche.
 Rol N°: 14-2017.
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector de Navidad que supuestamente afecto el predio de la demandante.
 Cuantía: M\$ 378.400.
 Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.20- Nombre del Juicio: "Inmobiliaria del Carmen y otro con CGE Distribución S.A. ."
 Fecha: 6 de junio de 2017.
 Tribunal: Juzgado de Santa Cruz.
 Rol N°: 811-2017.
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio en sector Nilahue Baraona que supuestamente afectó el predio de la demandante.
 Cuantía: M\$ 4.338.530.
 Estado: Demanda presentada sin notificar.

CGE Distribución como demandante:

- 33.1.21.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución S.A. con Municipalidad de Talagante."
 Fecha: 30 de junio de 2014.
 Tribunal: 1° Juzgado civil de Talagante.
 Rol N°: 640-2014.
 Materia: Cumplimiento de contrato de reposición de luminarias para alumbrado público, con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: MUF 22,8.
 Estado: Con fecha 7 de noviembre de 2016, se acogió la demanda de CGED y se rechazó la demanda reconvencional presentada por la municipalidad. Con fecha 21 de abril de 2017, la Corte de Apelaciones de San Miguel, confirmó la sentencia de primera instancia, rebajando el monto de condena a UF 18.219. Con fecha 6 de junio de 2017, se presentaron recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema por ambas partes, los que se encuentran pendientes de resolución.
- 33.1.22.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución S.A. con Soprole."
 Fecha: 6 de mayo de 2015.
 Tribunal: 24° Juzgado de Civil de Santiago.
 Rol N°: 28.865-2014.
 Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 860.539.
 Estado: Con fecha 29 de diciembre de 2016, la sentencia de primera instancia rechazó la demanda. Con fecha 19 de enero de 2017, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.1.23.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución S.A. con Servicios San Cristóbal."
 Fecha: 20 de mayo de 2015.
 Tribunal: 2° Juzgado de Civil de Curicó.
 Rol N°: 1.675-2015.
 Materia: Demanda de Cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 254.809.
 Estado: Etapa de discusión finalizada.
- 33.1.24.- Nombre del Juicio: "Sunenergreen con CGE Distribución S.A."
 Fecha: 20 de julio de 2017.
 Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol N°: 17.339-2017.
 Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio extracontractuales presentada por un Pequeño Medio de Generación Distribuido supuestamente afectado en su etapa previa a la conexión del servicio eléctrico.
 Cuantía: M\$ 2.300.000.
 Estado: Pendiente el plazo para contestar demanda.

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

- 33.1.25.- Nombre del Juicio: "Sergio Lizardi con Transnet S.A."
 Fecha: 25 de abril de 2016.
 Tribunal: Segundo Juzgado Civil de La Serena.
 Rol N°: 4432-2014
 Materia: Acción reivindicatoria con indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de Transnet en la propiedad de la demandante.
 Cuantía: M\$ 160.000.
 Estado: Etapa de discusión.

33.2.- Juicios arbitrales

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

- 33.2.1.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Elecda"
 Fecha: 5 de noviembre de 2014.
 Arbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg.
 Rol N°: 2.147-2014.
 Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
 Cuantía: M\$ 145.409.
 Estado: Con fecha 21 de septiembre se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.2.2.- Nombre del Juicio: "Icafal con Elecda"
Fecha: 16 de mayo de 2017.
Arbitro: 4° juzgado Civil de Antofagasta.
Rol N°: 269-2016.
Materia: Indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato.
Cuantía: M\$ 1.050.577.
Estado: Estapa de discusión.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

33.2.3.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Emelat"
Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Luis Amunátegui Monckeberg.
Rol N°: 2.148-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 3.315.137.
Estado: Con fecha 18 de julio de 2016, el tribunal condeno a Emelat a pagar la suma de M\$3.315.137 más IVA. Con fecha 29 de julio de 2016, Emelat presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución S.A.:

33.2.4.- Nombre del Juicio: "Colbún S.A. con CGE Distribución S.A."
Fecha: 10 de noviembre de 2014.
Árbitro: Francisco Orrego Vicuña.
Rol N°: 2.103-2014.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.507.692.
Estado: Con fecha 3 de enero de 2017, se acogió la demanda. Con fecha 19 de enero de 2017, se presentó un recurso de casación en la forma ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

33.2.5.- Nombre del Juicio: "AES Gener con Emelectric."
Fecha: 6 de noviembre de 2014.
Árbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol N°: 2.150-2014.
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 23.173.014.
Estado: Con fecha 12 de septiembre de 2016, el tribunal condenó a Emelectric a pagar la cantidad de M\$23.173.013. Con fecha 30 de septiembre de 2016, la demandada presentó recurso de casación en la forma y de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuadora legal de Emetal:

33.2.6.- Nombre del Juicio: "AES Gener con Emetal."
Fecha: 6 de noviembre de 2014.
Árbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol N°: 2.149-2014.
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$1.619.445.
Estado: Con fecha 12 de septiembre de 2016, el tribunal condenó a Emetal a pagar la cantidad de M\$ 1.619.445. La demandada presentó recursos de casación en la forma y de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los que se encuentran pendiente de resolución.

33.3.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

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

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.

- 33.3.2.- Mediante Resolución Exenta N° 11.753, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 7 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.701 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores de periodo diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.3.- Mediante Resolución Exenta N° 18.540, de fecha 12 de mayo de 2017, notificada con fecha 23 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.400 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en la línea Las Luces-Taltal. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.4.- Mediante Resolución Exenta N° 16.598, de fecha 20 de diciembre de 2016, notificada con fecha 23 de diciembre de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por una falla ocurrida en el alimentador Balmaceda de la ciudad de Calama. Con fecha 30 de mayo de 2017, se interpuso recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

- 33.3.5.- Mediante Resolución Exenta N° 11.631, de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 7 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.120 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro de algunos alimentadores en el periodo diciembre 2012 a noviembre 2013. Con fecha 14 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad antes la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 33.3.6.- Mediante Resolución Exenta N° 11.755, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 8 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 2.190 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro de algunos alimentadores en el periodo diciembre 2013 a noviembre 2014. Con fecha 15 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Transemel S.A.

33.3.7.- Mediante resolución exenta N° 6699, de fecha 15 de enero de 2015, SEC impuso una multa de 500 UTM a TRANSEMEL, por una falla verificada en la Línea 110 kV Cóndores-Pacífico con fecha 15 de mayo de 2012. Con fecha 29 de enero de 2015, se interpuso un recurso de reposición ante la SEC. Con fecha 3 de noviembre 2015, se rechazó el recurso de reposición interpuesto. Se encuentra pendiente el pago de esta multa.

CGE Distribución S.A.

33.3.8.- Con fecha 16 de septiembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 10.181-2015, aplicó multa a CGED por superación máxima de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de julio de 2015, ascendente a 40.000 UTM. Con fecha 24 de septiembre de 2015 se interpuso un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 2 de noviembre de 2016. Con fecha 25 de noviembre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendientes de resolución.

33.3.9.- Mediante Resolución Exenta N° 11.629 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 30 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 32.056 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que rechazado mediante resolución exenta N° 15.461 de fecha 30 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 2 de junio de 2017. Con fecha 14 de junio de 2017 se interpuso recurso de apelación ante Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.10.- Mediante Resolución Exenta N° 12.509 de fecha 1 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 500 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 3° A de la Ley N° 18.410, al no cumplir con las instrucciones impartidas por la SEC mediante Oficio Ordinario N° 349 de fecha 27 de julio de 2015. Con fecha 11 de marzo de 2016, se presentó recurso de reposición, el que acogido parcialmente rebajando la multa a 400 UTM. Se encuentra pendiente de pago.

33.3.11.- Mediante Resolución Exenta N° 11.749 de fecha 29 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 18.507 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2013 a noviembre de 2014 . Con fecha 14 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

- 33.3.12.- Mediante Resolución Exenta N° 12.783 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.055 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región de O'Higgins. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, la que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 6 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.13.- Mediante Resolución Exenta N° 12.782 de fecha 22 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 20.000 UTM por la superación de índices de interrupciones por demora en la reposición del servicio y falta de atención de reclamos con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la Región del Maule. Esta multa fue notificada con fecha 5 de abril de 2016. Con fecha 12 de abril de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 23 de agosto de 2016. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.14.- Mediante Resolución Exenta N° 15.946 de fecha 4 de noviembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 10.000 UTM por incumplimiento en la prohibición de suspender el suministro eléctrico por deuda a centros de atención primaria de salud de la Municipalidad de Buin. Con fecha 22 de noviembre de 2016, se interpuso un recurso de reposición ante la misma Superintendencia, el que fue rechazado con fecha 6 de diciembre de 2016. Con fecha 27 de diciembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido parcialmente con fecha 16 de mayo de 2017, rebajando la multa a 6.431 UTM. Con fecha 25 de mayo de 2017, la Superintendencia presentó recurso de apelación, el que se encuentra pendiente de tramitación.
- 33.3.15.- Mediante Resolución Exenta N° 17.791 de fecha 15 de marzo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por Incumplimiento de los artículos 139°, de la LGSE; 205° del Reglamento de la LGSE; y 92° y 100.1°, de la norma 5 En. 71, sobre Instalaciones Eléctricas de Corrientes. por no mantener en buen estado la franja de seguridad de la línea. Con fecha 24 de marzo de 2017 se presentó recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.3.16.- Mediante Ordinario N°530 de la Dirección Regional SEC de Valparaíso, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 16 de junio de 2017. Se encuentra pendiente el plazo para formular los descargos.
- 33.3.17.- Mediante Ordinario N°167 de la Dirección Regional SEC del Libertador Bernardo O'Higgins, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 16 de junio de 2017. Con fecha 20 de julio de 2017, se presentaron los descargos, estando pendiente la resolución.

- 33.3.18.- Mediante Ordinario N°295 de la Dirección Regional SEC del Maule se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 16 de junio de 2017. Se encuentra pendiente el plazo para formular los descargos.
- 33.3.19.- Mediante Ordinario N°10263 de la Dirección Regional SEC Metropolitana, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 16 de junio de 2017. Se encuentra pendiente el plazo para formular los descargos.
- 33.3.20.- Mediante Ordinario N°300 de la Dirección Regional SEC del Bio Bio, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 16 de junio de 2017. Con fecha 19 de julio de 2017, se presentaron los descargos, estando pendiente la resolución.
- 33.3.21.- Mediante Ordinario N°10714 de la Dirección Metropolitana, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de eventuales deficiencias ocurridas durante el temporal del 15 de junio de 2017, en lo relativo al servicio de Call Center. Se encuentra pendiente el plazo para formular los descargos.
- 33.3.22.- Mediante Ordinario N°13.009 de la Dirección Metropolitana, se formularon cargos por infracción a la normativa eléctrica como consecuencia de las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas con ocasión del temporal de fecha 15 de julio de 2017. Se encuentra pendiente el plazo para formular los descargos.

CGE Distribución como continuador de Emelectric:

- 33.3.23.- Mediante Resolución Exenta N° 11.630 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada la sociedad con fecha 30 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 5.628 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016, se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 30 de septiembre de 2016 mediante resolución exenta N° 15.461. Con fecha 24 de octubre de 2016 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 30 de mayo de 2017. Con fecha 10 de junio de 2017, se interpuso recurso de apelación ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emetal:

33.3.24.- Mediante Resolución Exenta N° 11.633 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 453 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130 del DFL N°4 de 2006, del Ministerio de Minería, Fomento y Reconstrucción y 221, 246 y 323 de letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de continuidad de suministro en algunos de sus alimentadores relativos al período diciembre de 2012 a noviembre de 2013. Con fecha 7 de enero de 2016 se presentó recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 21 de octubre de 2016. Con fecha 25 de noviembre de 2016 se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra pendiente de resolución.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

33.3.25.- Mediante Resolución Exenta N° 11.752, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 06 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 4.291 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N° 327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores respecto del período diciembre 2013 a noviembre 2014. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 13 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.26.- Mediante Resolución Exenta N° 11.626, de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 31 de diciembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 8.012 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 130° del DFL N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y 221°, 246° y 323° letra e), del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería por superar los índices de indisponibilidad de suministro en alguno de sus alimentadores relativo al periodo diciembre 2012 a noviembre 2013. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 15 de enero de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 29 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad, el que acogido parcialmente con fecha 31 de mayo de 2017, rebajando la multa a 6.409,6 UTM. Se encuentra pendiente el pago de esta multa.

33.3.27.- Mediante Resolución Exenta N° 12.778, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 19.210 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la IV Región de Coquimbo. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 17.289 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

33.3.28.- Mediante Resolución Exenta N° 12.780, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.495 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la V Región de Valparaíso. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, se interpuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue acogido parcialmente con fecha 23 de agosto de 2016, rebajando la multa a 8.545 UTM. Con fecha 16 de septiembre de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

CGE como sucesora legal de Transnet S.A.

33.3.29.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.877, de fecha 12 de enero de 2016, notificada a la Sociedad con fecha 13 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 900 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por los artículos 217° y 218° del D.S. N° 327/97 en relación con el artículo 139° del DFL N°4. La infracción dice relación con falta de poda y por el retraso excesivo en trabajos de recuperación del servicio después de falla. Respecto de esta resolución se interpuso un recurso de reposición con fecha 20 de enero de 2016, el que fue rechazado. Con fecha 12 de julio de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente de resolución. Con fecha 9 de noviembre de 2016, la Corte de Apelaciones de Talca acogió parcialmente la multa impuesta, rebajándola a 300 UTM. Con fecha 21 de noviembre de 2016, la Superintendencia interpuso recurso de apelación, el que se encuentra en tramitación.

33.3.30.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 16.307, de fecha 25 de noviembre de 2016, notificada a la sociedad con fecha 5 de diciembre de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 3.600 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Victoria-Curacautín, evidenciándose una supuesta falta de poda. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 13 de diciembre de 2016, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.31.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 18.538, de fecha 12 de mayo de 2017, notificada a la sociedad con fecha 23 de mayo de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.800 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo 139° de la Ley General de Servicios Eléctrico. La infracción dice relación con una falla producto de la caída de un árbol sobre la línea de 66 kV Victoria-Curacautín. Respecto de esta resolución, se interpuso un recurso de reposición con fecha 30 de junio de 2017, el que se encuentra pendiente de resolución.

33.4.- Sanciones.

33.4.1.-De la Superintendencia de Valores y Seguros.

El Grupo CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016.

33.4.2.-De otras autoridades administrativas.

Los Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el período terminado al 30 de junio de 2017.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2017, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha sancionado con las siguientes multas a las sociedades del Grupo CGE:

Compañía	Resolución	Fecha	Monto	Unidad	Estado
Compañía General de Electricidad S.A.	17944	17-05-2017	3.600	UTM	Pendiente
Compañía General de Electricidad S.A.	18538	23-05-2017	1.800	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	19391	07-07-2017	300	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	19382	07-07-2017	300	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	18313	28-04-2017	500	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	19447	13-07-2017	300	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	17267	15-02-2017	100	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	18222	23-05-2017	150	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	19487	17-07-2017	200	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	18509	12-05-2017	150	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	17631	07-03-2017	350	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	17252	08-02-2017	350	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	17626	07-03-2017	50	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	16496	05-01-2017	80	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	16497	05-01-2017	50	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	18053	06-04-2017	800	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	17610	29-03-2017	50	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	19065	20-06-2017	100	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	17828	20-03-2017	200	UTM	Pagada
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	18540	23-05-2017	2.400	UTM	Pendiente
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	18059	07-04-2017	100	UTM	Pagada
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	19200	03-07-2017	30	UTM	Pendiente
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	17319	06-04-2017	500	UTM	Pagada
CGE Distribución S.A.	15583	05-01-2017	30	UTM	Pagada
CGE Distribución S.A.	17006	10-02-2017	970	UTM	Pagada
CGE Distribución S.A.	17791	17-03-2017	1.000	UTM	Pendiente
CGE Distribución S.A.	18538	12-06-2017	150	UTM	Pendiente
CGE Distribución S.A.	18506	12-06-2017	100	UTM	Pagada
CGE Distribución S.A.	18732	28-06-2017	150	UTM	Pagada

33.5.- Restricciones.

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

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. Ver nota 31.3 con cálculo de Ebitda por segmento.

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones de Compañía General de Electricidad S.A. son:

Indice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	0,63 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,18 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 59.198.746	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	44,19 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	14,73 Veces	Trimestral	Bonos

Las otras subsidiarias que se encuentran en la consolidación poseen para sus endeudamientos compromisos de covenants similares, de práctica normal en el mercado.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2017 la Sociedad y todas las subsidiarias se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2017 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Subsidiaria / área	30-06-2017				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	40	268	96	404	407
CGE Distribución S.A.	19	367	557	943	941
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria		138	389	527	524
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	5	59	107	171	171
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.		56	137	193	194
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.		33	103	136	138
Empresa Eléctrica de Arica S.A.		10	46	56	56
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	229		257	259
Comercial y Logística General S.A.	2	42	54	98	99
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	4	51	138	193	198
Inversiones y Gestión S.A.	1	1	3	5	5
Sociedad de Computación Binaria S.A.		66	29	95	105
Novanet S.A.			2	2	3
Total	99	1.320	1.661	3.080	3.100

Subsidiaria / área	31-12-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	31	280	96	407	240
CGE Distribución S.A.	20	345	568	933	955
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria		121	403	524	547
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	6	60	114	180	178
Emel Norte S.A. y subsidiarias		99	337	436	443
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	233		261	263
Comercial y Logística General S.A.	2	41	54	97	97
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	5	55	148	208	216
Inversiones y Gestión S.A.	2	1	3	6	10
Sociedad de Computación Binaria S.A.		82	40	122	125
Novanet S.A. y subsidiaria		46	61	107	132
Total	94	1.363	1.824	3.281	3.206

36.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresas Emel S.A., a través de sus subsidiarias Emelari S.A., Eliqsa S.A., Elecda S.A., Emelat S.A., Emelectric S.A. y Emetal S.A., CGE Magallanes S.A., a través de su subsidiaria Edelmag S.A., participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

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

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para el período terminado al 30 de junio de 2017 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016:

Al 30 de junio de 2017.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Insonorización CPN	Implementación de medidas de contrl de ruido en CPN, para cumplir con normativa de emisiones para fuentes fijas, según DS N°38/12, del Ministerio del Medio Ambiente.	Inversión	Control de ruido ambiental	633.000	30-07-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	128	15-08-2017
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.257	30-08-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Base de datos ambiental	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	357	03-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Búsqueda de predios - PMOC	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.842	03-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.353	04-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Punta de Cortés	Ingreso consulta de pertinencia	Activo	SE Punta de Cortés	4.544	06-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas segundo semestre 2016	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.061	09-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 3	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	2.889	09-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Procesamiento de información para reporte ambiental	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	536	06-02-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.344	01-03-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Ingreso Carta de Pertinencia	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	2.065	07-02-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE El Trébol	Consulta de Pertinencia	Activo	SE El Trébol	1.823	04-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Consulta de Pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	12.654	03-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1*66 kV Fátima - Isla de Maipo	Rescate arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.207	12-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Lillén	Adicional ADENDA 2	Activo	SE Lillén	993	04-01-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Lillén	Adicional ADENDA 2	Activo	SE Lillén	993	01-02-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	550	20-04-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	Fotomontaje Viña conosur	Activo	Apoyo en 220 KV a S/E Maule	605	13-06-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE El Peñón	Seguimiento Ambiental	Activo	SE El Peñón	2.130	18-04-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Análisis de material arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.906	10-05-2017

Al 30 de junio de 2017 (continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Tramitación IFC LT Fátima - I. de Maipo	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	5.706	21-04-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Reunión MNHN	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	191	05-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	res. Favorable Consulta de pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	6.232	11-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Aprobación informe final rescate arqueológico	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	27.623	15-06-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes legales	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	496	13-06-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Sistematización de 15 Resoluciones de Calificación Ambiental para base de datos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.811	14-06-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	IFC Curanilahue Norte pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	723	01-06-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.601	02-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Arqueología del sitio Pilpilco 1 pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.002	11-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Búsqueda de predios nativos para reforestación. Pago 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.042	02-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	553	02-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional para tramitación sectorial PAS 148-149 FASA 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	799	02-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.590	04-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional convenios de reforestación plantaciones pago 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.036	08-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Caracterización forestal y elaboración de informe	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.512	18-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Recopilación antecedentes de proyecto	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	722	02-05-2017
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Punta de Cortés	Respuesta consulta de pertinencia	Activo	SE Punta de Cortés	1.947	13-06-2017
Totales					751.823	

Al 31 de diciembre de 2016.

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 ruido CTP	Evaluaciones de niveles de presión sonora y proyección de alternativas de control, según requerimiento de la SMA	Gasto	Asesoría medio ambiente	991	27-05-2016
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	10.320	15-11-2016
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.270	15-12-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	20-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	03-03-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Papelera	Compra adhesivos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	265	01-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.281	05-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.708	14-03-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Estudios Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.281	16-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional ejecución PAS 131	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	970	08-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional ejecución PAS 132	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	8.312	08-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	2.081	11-03-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	892	16-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	4.873	19-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	PAS 148	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.866	01-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Consulta de pertinencia	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	6.296	04-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	IFC	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.041	17-10-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Ampliación SE Fátima	Estudios aves rapaces	Activo	Ampliación SE Fátima	1.615	05-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Ampliación SE Fátima	Calificación industrial	Activo	Ampliación SE Fátima	660	15-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.751	13-07-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.250	15-06-2016

Al 31 de diciembre de 2016. (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. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	03-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-03-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	02-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	05-01-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	331	08-03-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	442	10-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Los Peumos 220/66 kV	Informe favorable para la construcción	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	1.961	01-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	6.035	12-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	2.553	08-06-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	385	13-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	1.000	07-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	3.093	01-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	2.165	04-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	13.390	15-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	8.927	22-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	11-01-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE El Trébol	Consulta de pertinencia	Activo	SE El Trébol	1.824	04-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Lilén	Adicional Adenda 1	Activo	SE Lilén	3.949	05-10-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	SE Lilén	Adenda 1	Activo	SE Lilén	11.922	04-10-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Lota	Revisión RCA y sistematización de compromisos	Activo	SE Lota	2.795	11-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional Arquitectura para Tramitación sectorial PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	768	02-02-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	11-01-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	02-02-2016

Al 31 de diciembre de 2016. (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. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Lota	Adenda complementaria	Activo	SE Lota	851	18-01-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación IFC	Activo	SE Santa Luisa	326	18-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 1	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.612	18-04-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Medición CEM	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	1.355	02-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de consulta de pertinencia Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.794	11-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional estudios para acometida Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	5.190	11-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	949	11-05-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC 2 y 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.899	01-07-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional PAS 148-149	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.950	04-07-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Cartografía y procesamiento datos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	450	05-07-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo PTAS	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	443	03-06-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de consulta de pertinencia Ecobarrio	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.794	01-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo cactáceas primer semestre 2016	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	3.061	15-07-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	PTX etapa 1 pago 2	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	5.779	11-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resoluciones 1 y 2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.266	08-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	6.980	08-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resolución 3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	633	11-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Cartografía completa PMOC	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.500	18-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Subestación Seccionadora Lota	Monitoreo de ruido	Activo	SE Lota	385	01-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) ingreso PMOC4	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	949	19-08-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149 (4) resolución 4	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	633	06-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Ingreso pertinencia Ampliación faja	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.050	15-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicionales Ingreso pertinencia Ampliación faja	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.673	20-09-2016

Al 31 de diciembre de 2016. (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. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración base de datos ambientales	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.583	20-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Finiquito búsqueda de predios plantaciones	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	888	21-09-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	10.012	04-10-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración base de datos ambientales. Adicional	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	447	02-11-2016
CGE S.A. (Ex Transnet S.A.)	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Tramitación sectorial PAS 148-149. Adicional cartografía y corrección PMOC.	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.000	02-11-2016
Totales					217.954	

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

37.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

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

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

Estos activos no están sujetos a depreciación y se encuentran valorizados al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización que asciende a M\$ 545.145.

37.2.- Negocio de Gas natural.

Tal como se expone en nota 1.1 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 y una nueva sociedad anónima abierta que nace producto de la división denominada CGE Gas Natural S.A. Los activos y pasivos asociados a comercialización y aprovisionamiento de gas natural han sido asignados a la escindida CGE Gas Natural S.A., por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas natural por el período de 6 meses en el ejercicio 2016 se muestran como resultado de operaciones discontinuadas.

37.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa Chile S.A. ("GNF" Hoy Compañía General de Electricidad S.A.), comunicó a su subsidiaria Compañía General de Electricidad S.A. de la suscripción de un contrato con los accionistas de Gasco S.A. ("Gasco") denominados como Familia Pérez Cruz ("Familia Pérez Cruz"), conforme al cual acordaron, en el interés social de Gasco y de todos sus accionistas (i) proponer la división de Gasco en dos sociedades a las cuales se le asignen el conjunto de activos y pasivos diferenciados de los negocios de gas licuado del petróleo y de gas natural y (ii) una vez materializado ello, llevar a cabo los actos y contratos necesarios para el control de cada sociedad resultante con el fin de desarrollar su propio proyecto de forma independiente.

El plazo de materialización se estimó en no más de 12 meses a partir de la fecha de (el "Contrato o Acuerdo").

Con fecha 30 de marzo fue aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas la división de Gasco S.A., asignando a Gas Natural Chile S.A. todos los activos y pasivos del sector Gas Natural, sean estos directos e indirectos.

La citada Junta Extraordinaria de Accionistas de Gasco S.A., también aprobó que los efectos financieros contable de Gas Natural Chile S.A., comenzara a partir del 1 de enero de 2016.

Por lo expuesto anteriormente se procedió a aplicar NIIF 5 “Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta”, en consideración a que la pérdida del control del grupo de activos del negocio de GLP de Gasco S.A., se materializará dentro del período de doce meses una vez concretadas las respectivas Oferta Pública de Acciones (OPA), por lo cual los resultados obtenidos en el negocio de gas licuado por el período de 6 meses en el ejercicio 2016 se muestran como resultado de operaciones discontinuadas.

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.

- a) 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 junio de 2016:

ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 30 de junio de 2016.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin Gasco GLP y Gas Natural	Con Gasco GLP y Gas Natural	Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	845.598.199	1.289.368.583	443.770.384
Costo de ventas	(717.799.367)	(1.022.690.111)	(304.890.744)
Ganancia bruta	127.798.832	266.678.472	138.879.640
Otros ingresos, por función.	1.071.774	1.371.557	299.783
Costos de distribución.		(7.896.858)	(7.896.858)
Gasto de administración.	(60.388.708)	(95.622.338)	(35.233.630)
Otros gastos, por función.	(3.551.232)	(6.929.345)	(3.378.113)
Otras ganancias (pérdidas).	875.109	78.412	(796.697)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	65.805.775	157.679.900	91.874.125
Ingresos financieros.	10.906.233	13.255.701	2.349.468
Costos financieros.	(55.300.235)	(69.307.937)	(14.007.702)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	2.810.321	8.575.378	5.765.057
Diferencias de cambio.	(14.482.372)	(14.773.426)	(291.054)
Resultados por unidades de reajuste.	(6.467.575)	(11.363.026)	(4.895.451)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	3.272.147	84.066.590	80.794.443
Gasto por impuestos a las ganancias.	(6.166.343)	(25.210.285)	(19.043.942)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	(2.894.196)	58.856.305	61.750.501
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	61.750.501		(61.750.501)
Ganancia (pérdida)	58.856.305	58.856.305	0
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	23.771.414	23.771.414	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	35.084.891	35.084.891	0
Ganancia (pérdida)	58.856.305	58.856.305	0

- b) A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por el período terminado al 30 de junio de 2016:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 30 de junio de 2016.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

	Sin Gasco GLP y Gas Natural	Con Gasco GLP y Gas Natural	Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2016 30-06-2016 M\$	01-01-2016 30-06-2016 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.	1.151.482.106	1.645.704.006	494.221.900
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.320.015	2.320.015	0
Otros cobros por actividades de operación.	10.206.085	10.206.085	0
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(942.866.995)	(1.239.192.878)	(296.325.883)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(54.473.199)	(81.044.847)	(26.571.648)
Otros pagos por actividades de operación.	(30.425.413)	(58.777.166)	(28.351.753)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.	13.620.235	2.658.561	(10.961.674)
Intereses pagados.	(1.334.157)	(1.334.157)	0
Intereses recibidos.	7.233.710	9.438.246	2.204.536
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	2.887.767	(18.336.486)	(21.224.253)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	51.155	1.330.999	1.279.844
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	158.701.309	272.972.378	114.271.069
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	417.615	570.921	153.306
Compras de propiedades, planta y equipo.	(79.654.674)	(107.579.366)	(27.924.692)
Compras de activos intangibles.	(4.866.135)	(4.895.866)	(29.731)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera.	67.790.250	67.790.250	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	27.068.671	722.596	(26.346.075)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	10.755.727	(43.391.465)	(54.147.192)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.	336.503.160	463.381.658	126.878.498
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	6.028.073	10.092.553	4.064.480
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	330.475.087	453.289.105	122.814.018
Pagos de préstamos.	(360.776.163)	(514.587.872)	(153.811.709)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(223.394)	(223.394)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(10.055.682)	(10.055.682)	0
Dividendos pagados.	(4.191.377)	(18.679.870)	(14.488.493)
Intereses pagados.	(42.130.532)	(55.009.509)	(12.878.977)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(519.516)	(495.211)	24.305
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(81.170.110)	(135.669.880)	(54.499.770)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	88.286.926	93.911.033	5.624.107
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(63.528)	(1.826.073)	(1.762.545)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	88.223.398	92.084.960	3.861.562
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	60.138.484	78.008.021	17.869.537
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	148.361.882	170.092.981	21.731.099

38.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2017, fecha de cierre de los estados financieros consolidados intermedios, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Eduardo Apablaza Dau
Gerente General