



**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados al
31 de octubre de 2016 y 2015

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.
COP \$	Pesos colombianos.

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias (Ex Gas Natural Fenosa Chile S.A.), que comprenden los estados de situación financiera consolidados intermedios al 31 de octubre de 2016, los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de diez y un mes terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015, y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de diez meses terminados en esas fechas y las 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 estos estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados intermedios que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados intermedios a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados intermedios están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados intermedios presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias (Ex Gas Natural Fenosa Chile S.A.) al 31 de octubre de 2016 y los resultados de sus operaciones por los períodos de diez y un mes terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015 y los flujos de efectivo por los períodos de diez meses terminados en esas fechas de acuerdo con NIC 34 “Información Financiera Intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un asunto, Fusión por incorporación al 9 de agosto de 2016

Tal como se describe en Nota 1, con fecha 9 de agosto de 2016 se concretó la fusión por incorporación de Compañía General de Electricidad S.A. en Gas Natural Fenosa Chile S.A., manteniéndose esta última como continuadora, modificando en el acto su nombre a Compañía General de Electricidad S.A.

Énfasis 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 opinión con respecto a este asunto.

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2015

Con fecha 26 de mayo de 2016, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de Gas Natural Fenosa Chile SpA y subsidiarias (actual Compañía General de Electricidad S.A.) en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Fernando Zavala C.

EY LTDA.

Santiago, 24 de noviembre de 2016

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	72.205.099	60.138.484
Otros activos financieros.	7		3.712
Otros activos no financieros.	12	2.216.147	5.572.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	347.682.014	431.283.772
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	902.961	7.929.643
Inventarios.	10	19.982.494	26.384.053
Activos por impuestos.	11	13.026.981	30.462.411
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.		456.015.696	561.774.641
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	38	545.145	737.019.230
Total activos corrientes		456.560.841	1.298.793.871
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	175.001	141.345.411
Otros activos no financieros.	12	85.090	950.710
Cuentas por cobrar.	8	17.528.682	18.268.120
Inventario.	10	1.489.701	1.623.967
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9		6.583.188
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	15.599.833	55.151.825
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	867.104.605	1.608.907.067
Plusvalía.	15	218.033.233	271.231.498
Propiedades, planta y equipo.	18	1.678.490.828	2.472.856.004
Propiedad de inversión.	17	8.274.747	8.864.425
Activos por impuestos diferidos.	20	15.957.313	21.069.439
Total activos no corrientes		2.822.739.033	4.606.851.654
TOTAL ACTIVOS		3.279.299.874	5.905.645.525

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	21	45.167.611	131.199.403
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	272.313.154	276.304.506
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	6.302.919	4.756.242
Otras provisiones.	23	12.047.977	16.365.526
Provisiones por beneficios a los empleados.	24	20.623	466.364
Otros pasivos no financieros.	25	5.210.465	4.319.935
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		341.062.749	433.411.976
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	38		450.216.024
Total pasivos corrientes		341.062.749	883.628.000
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	21	1.011.844.054	1.218.787.287
Cuentas por pagar.	22	736.407	509.921
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9		783.785.254
Otras provisiones.	23	1.614.912	1.357.697
Pasivo por impuestos diferidos.	20	343.511.992	706.744.788
Provisiones por beneficios a los empleados.	24	33.079.643	36.268.245
Otros pasivos no financieros.	25	2.095.755	
Total pasivos no corrientes		1.392.882.763	2.747.453.192
TOTAL PASIVOS		1.733.945.512	3.631.081.192
PATRIMONIO			
Capital emitido.	26	1.516.802.640	1.370.886.000
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	26	62.155.969	14.184.543
Acciones propias en cartera.	26	(4.437.424)	
Otras reservas.	26	(104.288.697)	(66.240.746)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.470.232.488	1.318.829.797
Participaciones no controladoras.	26	75.121.874	955.734.536
Total patrimonio		1.545.354.362	2.274.564.333
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.279.299.874	5.905.645.525

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	al	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	27	1.386.914.588	1.316.567.113	136.299.160	130.895.688
Costo de ventas	28	(1.146.490.190)	(1.099.206.971)	(107.842.450)	(106.497.456)
Ganancia bruta		240.424.398	217.360.142	28.456.710	24.398.232
Otros ingresos, por función.	27	1.721.195	2.565.689	139.671	162.901
Gasto de administración.	28	(110.648.380)	(80.995.023)	(15.624.372)	(8.618.906)
Otros gastos, por función.	28	(6.121.911)	(6.098.338)	(783.795)	(638.474)
Otras ganancias (pérdidas).	28	2.670.176	(1.552.194)	527.015	1.419.996
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		128.045.478	131.280.276	12.715.229	16.723.749
Ingresos financieros.	29	14.236.427	21.827.929	602.610	2.652.227
Costos financieros.	29	(80.538.750)	(103.233.010)	(5.131.967)	(10.359.181)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	4.134.959	5.452.058	515.166	(228.526)
Diferencias de cambio.	29	(14.491.035)	19.948	(69.907)	4.272
Resultados por unidades de reajuste.	29	(9.940.591)	(22.409.458)	(598.855)	(3.205.527)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		41.446.488	32.937.743	8.032.276	5.587.014
Gasto por impuestos a las ganancias.	30	(8.657.768)	(5.905.460)	(1.845.258)	(411.924)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		32.788.720	27.032.283	6.187.018	5.175.090
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38	84.843.208	79.256.378		9.738.983
Ganancia (pérdida)		117.631.928	106.288.661	6.187.018	14.914.073
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		61.915.921	48.795.091	5.774.497	8.282.453
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	55.716.007	57.493.570	412.521	6.631.620
Ganancia (pérdida)		117.631.928	106.288.661	6.187.018	14.914.073

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
Por los períodos terminados al 30 septiembre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	al	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		117.631.928	106.288.661	6.187.018	14.914.073
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	26.8	(583.031)	1.263.424	(662.935)	308.276
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(583.031)	1.263.424	(662.935)	308.276
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	26.8	(10.838.438)	8.689.692	(109.038)	(3.064.147)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		(10.838.438)	8.689.692	(109.038)	(3.064.147)
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	26.8	(11.899.405)	(12.291.202)	5.073.758	(17.650.039)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(11.899.405)	(12.291.202)	5.073.758	(17.650.039)
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.	26.8	(13.248.518)			
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		(35.986.361)	(3.601.510)	4.964.720	(20.714.186)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(36.569.392)	(2.338.086)	4.301.785	(20.405.910)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	26.8	157.451	(325.262)	179.117	(63.045)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		157.451	(325.262)	179.117	(63.045)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	26.8		556.303		97.622
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		0	556.303	0	97.622
Otro resultado integral		(36.411.941)	(2.107.045)	4.480.902	(20.371.333)
Total resultado integral		81.219.987	104.181.616	10.667.920	(5.457.260)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		35.016.824	43.107.708	10.268.063	(10.334.187)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		46.203.163	61.073.908	399.857	4.876.927
Total resultado integral		81.219.987	104.181.616	10.667.920	(5.457.260)

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015
 (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)
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)									61.915.921	61.915.921	55.716.007	117.631.928
Otro resultado integral			(9.723.183)	(11.882.570)	(450.973)		(4.842.371)	(26.899.097)		(26.899.097)	(9.512.844)	(36.411.941)
Total resultado integral	0	0	(9.723.183)	(11.882.570)	(450.973)	0	(4.842.371)	(26.899.097)	61.915.921	35.016.824	46.203.163	81.219.987
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	621.203.603							0		621.203.603		621.203.603
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	(475.286.963)		363.055	6.582.681	5.004		(46.836.958)	(39.886.218)	(15.208.348)	(530.381.529)	(457.925.711)	(988.307.240)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.							28.737.366	28.737.366	1.263.852	30.001.218	(468.890.114)	(438.888.896)
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.		(4.437.424)						0		(4.437.424)		(4.437.424)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	145.916.640	(4.437.424)	(9.360.128)	(5.299.889)	(445.969)	0	(22.941.963)	(38.047.949)	47.971.425	151.402.692	(880.612.662)	(729.209.970)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de octubre de 2016	1.516.802.640	(4.437.424)	(21.341.252)	(188.010)	92.116	8.538	(82.860.089)	(104.288.697)	62.155.969	1.470.232.488	75.121.874	1.545.354.362

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015
 (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 2015	1.023.486.000		(367.627)	(1.993.547)	68.403	8.538	(656)	(2.284.889)	3.265.921	1.024.467.032	1.092.730.999	2.117.198.031
Ajustes de períodos anteriores												
Reexpresión por conversiones (Nota 3.31)								0	(19.896.596)	(19.896.596)	(42.986.030)	(62.882.626)
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	(19.896.596)	(19.896.596)	(42.986.030)	(62.882.626)
Patrimonio reexpresado	1.023.486.000	0	(367.627)	(1.993.547)	68.403	8.538	(656)	(2.284.889)	(16.630.675)	1.004.570.436	1.049.744.969	2.054.315.405
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									48.795.091	48.795.091	57.493.570	106.288.661
Otro resultado integral			3.623.764	(10.170.528)	859.381			(5.687.383)		(5.687.383)	3.580.338	(2.107.045)
Total resultado integral	0	0	3.623.764	(10.170.528)	859.381	0	0	(5.687.383)	48.795.091	43.107.708	61.073.908	104.181.616
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	347.400.000							0		347.400.000		347.400.000
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.								(59.916.955)	5.099.051	(54.817.904)	(127.601.692)	(182.419.596)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	347.400.000	0	3.623.764	(10.170.528)	859.381	0	(59.916.955)	(65.604.338)	53.894.142	335.689.804	(66.527.784)	269.162.020
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de octubre de 2015	1.370.886.000	0	3.256.137	(12.164.075)	927.784	8.538	(59.917.611)	(67.889.227)	37.263.467	1.340.260.240	983.217.185	2.323.477.425

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2016	01-01-2015
	al	31-10-2016	31-10-2015
	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.		1.936.806.243	1.626.151.613
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.		2.673.988	813.540
Otros cobros por actividades de operación.		14.014.164	10.172.316
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(1.524.471.258)	(1.325.131.630)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(87.606.065)	(88.299.153)
Otros pagos por actividades de operación.		(57.305.419)	(39.107.199)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		13.352.986	18.710.207
Intereses pagados.		(2.699.683)	(2.625.842)
Intereses recibidos.		3.120.264	11.504.733
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(5.579.283)	6.467.102
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(2.276.979)	(2.552.866)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		290.028.958	216.102.821
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.			(12.915.333)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.		(223.403.599)	(89.911.353)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		160.197.159	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		563.444	4.257.179
Compras de propiedades, planta y equipo.		(137.841.605)	(99.944.880)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.		67.790.250	
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.		569.910	
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(28.509.313)	(4.174.163)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(169.166.743)	(223.687.191)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones.			347.401.000
Total importes procedentes de préstamos.		575.343.750	718.593.201
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		15.770.662	140.592.492
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		559.573.088	578.000.709
Pagos de préstamos.		(625.111.842)	(1.070.614.872)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(16.344.945)	
Dividendos pagados.		(3.126.278)	(2.559.867)
Intereses pagados.		(38.929.275)	(84.523.402)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(519.517)	2.133.515
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(108.688.107)	(89.570.425)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		12.174.108	(97.154.795)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(107.493)	37.260
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		12.066.615	(97.117.535)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	60.138.484	165.540.822
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		72.205.099	68.423.287

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
INDICE A LAS NOTAS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de octubre de 2016 y 2015.

1.-	INFORMACION GENERAL.	17
1.1.-	División social de Compañía General de Electricidad S.A..	18
2.-	DESCRIPCIÓN DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS.	20
2.1.-	Sector electricidad.	20
3.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	31
3.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	31
3.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por Compañía General de Electricidad S.A.	32
3.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	33
3.4.-	Bases de consolidación.	35
3.5.-	Entidades subsidiarias.	38
3.6.-	Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	45
3.7.-	Información financiera por segmentos operativos.	46
3.8.-	Propiedades, planta y equipo.	46
3.9.-	Propiedades de inversión.	47
3.10.-	Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill).	48
3.11.-	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	48
3.12.-	Costos por intereses.	50
3.13.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos.	50
3.14.-	Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	50
3.15.-	Activos financieros.	50
3.16.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	52
3.17.-	Inventarios.	54
3.18.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	54
3.19.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.	55
3.20.-	Capital social.	55
3.21.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	55
3.22.-	Préstamos y otros pasivos financieros.	55
3.23.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	56
3.24.-	Obligaciones por beneficios post empleo u otros similares.	56
3.25.-	Provisiones.	58
3.26.-	Subvenciones estatales.	58
3.27.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	59
3.28.-	Reconocimiento de ingresos.	59
3.29.-	Arrendamientos.	60
3.30.-	Contratos de construcción.	61
3.31.-	Cambio en criterio de reconocimiento de inversiones en conversiones.	61
3.32.-	Distribución de dividendos.	62
3.33.-	Costo de ventas.	62
3.34.-	Estado de flujos de efectivo	63
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.	63
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada y activos no corrientes de vida útil indefinida.	63
4.2.-	Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	63
4.3.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	64

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).	64
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	66
5.1.- Riesgo financiero.	66
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	69
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	70
7.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	70
7.2.- Activos y pasivos de cobertura.	71
7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.	72
7.4.- Jerarquías del valor razonable.	72
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	74
8.1.- Composición del rubro.	74
8.2.- Estratificación de la cartera.	77
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales.	78
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	82
8.5.- Provisión y castigos.	82
8.6.- Número y monto de operaciones.	82
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	83
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	84
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	87
10.- INVENTARIOS.	88
10.1.- Información adicional de inventarios.	88
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	89
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	89
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	90
13.1.- Composición del rubro.	90
13.2.- Inversiones en asociadas.	91
13.3.- Sociedades con control conjunto.	93
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	96
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.	98
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	98
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	100
15.- PLUSVALIA.	101
16.- COMBINACIÓN DE NEGOCIOS.	102
17.- PROPIEDADES DE INVERSION.	103
17.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	103
17.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	103
17.3.- Ingresos de propiedades de inversión.	103
18.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	104
18.1.- Vidas útiles.	104
18.2.- Detalle de los rubros.	104
18.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	107
18.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	108
18.5.- Costo por intereses.	108
19.- DETERIORO DE ACTIVOS.	108

19.1.- Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	108
19.2.- Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor.	109
20.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	110
20.1.- Activos por impuestos diferidos.	110
20.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	111
20.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	111
20.4.- Compensación de partidas.	112
21.- PASIVOS FINANCIEROS.	113
21.1.- Clases de otros pasivos financieros.	113
21.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	114
21.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)	118
21.4.- Otros.	119
22.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	119
22.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	119
22.2.- Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos.	119
23.- OTRAS PROVISIONES.	120
23.1.- Provisiones – saldos.	120
23.2.- Movimiento de las provisiones.	121
24.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	122
24.1.- Detalle del rubro.	122
24.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	122
24.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	122
24.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	122
24.5.- Hipótesis actuariales	123
25.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	123
25.1.- Ingresos diferidos.	124
25.2.- Contratos de construcción.	124
26.- PATRIMONIO NETO.	125
26.1.- Gestión de capital.	125
26.2.- Capital suscrito y pagado.	125
26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.	126
26.4.- Dividendos.	126
26.5.- Reservas.	126
26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	127
26.7.- Participaciones no controladoras.	128
26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	129
26.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	129
27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	130
27.1.- Ingresos ordinarios.	130
27.2.- Otros ingresos, por función.	130
28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.	131
28.1.- Gastos por naturaleza.	131
28.2.- Gastos de personal.	131
28.3.- Depreciación y amortización.	132
28.4.- Otras ganancias (pérdidas).	132
29.- RESULTADO FINANCIERO.	133
29.1.- Composición diferencias de cambio.	133

29.2.- Composición unidades de reajuste.	134
30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	134
30.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	134
30.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	135
30.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	135
30.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	135
31.- GANANCIAS POR ACCION.	136
32.- INFORMACION POR SEGMENTO.	136
32.1.- Criterios de segmentación.	136
32.2.- Cuadros patrimoniales.	137
32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	139
32.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	141
32.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	141
33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	142
33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	142
33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	144
33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	146
34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS	148
34.1.- Juicios y otras acciones legales.	148
34.2.- Juicios arbitrales	155
34.3.- Sanciones administrativas:	156
34.4.- Sanciones.	161
34.5.- Restricciones.	161
35.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	162
36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	162
37.- MEDIO AMBIENTE.	163
38.- NIIF 5 - ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	170
38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.	170
38.2.- Negocio de Gas natural.	170
38.3.- Discontinuación del negocio gas licuado de petróleo (GLP)	170
39.- HECHOS POSTERIORES.	175

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX GAS NATURAL FENOSA CHILE S.A.) Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
Correspondientes al 31 de octubre de 2016 y 2015.

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, 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.

Compañía General de Electricidad S.A. 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. Asimismo en el sector gas, en el negocio de gas natural.

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.

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 100% 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 31 de octubre de 2016, 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 31 de octubre de 2016 han sido aprobados en Sesión de Directorio de fecha 24 de noviembre de 2016, 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.

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\$
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	Corrientes	No corrientes
					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	Corrientes	No corrientes
					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 2.769.699 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 11.290 GWh al 31 de octubre de 2016.

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 de 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 2015, 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: Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A. En el mes de agosto de 2016

fue adjudicado el proceso denominado “Licitación Suministro 2015/01”, en el cual CGE DISTRIBUCIÓN licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energia Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., 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.

Por otra parte, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como

resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior, EMELECTRIC y EMETAL solicitaron oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad. Así, para materializar el traspaso de dichos excedentes, con fecha 28 de abril de 2016, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió convenios de transferencia de excedentes con las distribuidoras Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., que fueron aprobados con alcance mediante las resoluciones exentas de CNE N° 654, N° 655 y N° 656, del 9 de septiembre de 2016, y N° 662 del 13 de septiembre de 2016.

- ii) Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2015, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Producto de los mencionados procesos, CONAFE mantiene contratos con las empresas generadoras Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A. En el mes de agosto de 2016 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/01", en el cual CONAFE licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., María Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., 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.

No obstante lo anterior, en el marco de la licitación de suministro de potencia y energía eléctrica efectuada en el año 2015, CNE proyectó, en el Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, de abril 2015, aprobado mediante

Resolución Exenta N° 164 de 9 de abril de 2015, el total de excedentes y de déficits de energía contratada de las empresas distribuidoras en el período comprendido entre los años 2015 y 2030, considerando las componentes variables como parte del nivel de contratación de éstas y el uso parcial del mecanismo de traspaso de excedentes, de modo de solventar las necesidades de suministro a corto plazo. De esta forma, CNE proyectó que en el año 2016 CONAFE presentaría un déficit de energía contratada, el que sería menor a los excedentes totales de otras distribuidoras del Sistema Interconectado Central (SIC) en el mismo período. Así, con el propósito de cubrir el déficit de energía contratada y en cumplimiento de lo establecido en el Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía, con fecha 15 de septiembre de 2016 CONAFE suscribió con diversas distribuidoras los convenios de transferencia de excedentes que le permitirán solventar los referidos déficit. Dichos convenios fueron remitidos a la Comisión Nacional de Energía para que ésta emita el informe favorable a las transferencias.

Para el caso del suministro destinado a clientes libres, este se abastece a través del contrato que CONAFE mantiene con Gas Sur 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 2015, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos EMELAT mantiene contratos por con los generadores Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A. En el mes de agosto de 2016 fue adjudicado el proceso denominado “Licitación Suministro 2015/01”, en el cual EMELAT licitó suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., 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.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en EMELAT, ésta inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior,

EMELAT solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad. Así, para materializar el traspaso de dichos excedentes, con fecha 28 de abril de 2016, EMELAT suscribió convenios de transferencia de excedentes con las distribuidoras CGE Distribución S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., que fueron aprobados con alcance mediante las resoluciones exentas de CNE N° 654, N° 655 y N° 656, del 9 de septiembre de 2016, y N° 662 del 13 de septiembre de 2016.

- 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 2015.

En efecto, para abastecer los consumos de sus clientes regulados del SING, 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 y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.

Por otra parte, ELECDA para abastecer los consumos de sus clientes regulados del SIC, también ha suscrito contratos con los generadores Empresa Nacional de Electricidad 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., Abengoa Generación Chile S.A., Aela Generación S.A., Parque Eólico Cabo Leones I S.A., Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA y Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.

Adicionalmente, en el mes de agosto de 2016 fue adjudicado el proceso denominado "Licitación Suministro 2015/01", en el cual EMELARI, ELIQSA y ELECDA licitaron suministros comprendidos entre los años 2021 y 2041. En éste resultaron adjudicatarios los generadores Acciona Energía Chile Holdings, S.A., Aela Generación S.A., Besalco Energía Renovable S.A., Caman Eólica SPA, Cerro Tigre Eólica SPA, Ckani Eólica SPA, Coihue Eólica SPA, Cox Energy Chile SPA, Empresa Nacional De Electricidad S.A., Esperanza Eólica SPA, Ibereólica Cabo Leones II S.A., Ibereólica Cabo Leones III S.A., Maria Elena Solar S.A., OPDE Chile SPA, Parque Eólico Cabo Leones I S.A., 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, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012, ELECDA inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos. Además de lo anterior, ELECDA solicitó oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit existente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos. En consideración de ello, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad. Así, para materializar el traspaso de dichos excedentes, con fecha 28 de abril de 2016, ELECDA suscribió convenios de transferencia de excedentes con las distribuidoras CGE Distribución S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A., Luzparral S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A. y Sociedad Austral de Electricidad S.A., que fueron aprobados con alcance mediante las resoluciones exentas de CNE N° 654, N° 655 y N° 656, del 9 de septiembre de 2016, y N° 662 del 13 de septiembre de 2016.

En relación al referido Oficio 7230/2013, se hace presente que algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra de dicho oficio en la Corte de Apelaciones, los cuales, con fecha 10 de abril de 2014, fueron desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, por lo que el 29 de enero de 2015 la Corte de Apelaciones rechazó nuevamente los recursos, esta vez pronunciándose sobre el fondo del asunto debatido. Posteriormente, el 29 de julio de 2015, la Corte Suprema confirmó los fallos de primera instancia dictados por la Corte de Apelaciones de Santiago, rechazando las reclamaciones. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

- 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, 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 subtransmisión;
- 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 aplicables en el periodo desde el 4 de noviembre de 2012 al 3 de noviembre de 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 vigentes.

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 928.991 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 4.136 GWh acumulados al 31 de octubre de 2016.

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.

La transmisión de electricidad está compuesta por el sistema de transmisión troncal, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de transmisión adicional. El sistema troncal interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio de nudo, mientras que los sistemas de subtransmisión corresponden a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema troncal con los clientes finales (empresas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios) que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Por su parte, los sistemas de transmisión adicional corresponden a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema troncal o a la

subtransmisión y que están destinadas principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios o por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica del Grupo CGE, es desempeñado principalmente por la subsidiaria TRANSNET. Ésta cuenta con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, cuyas instalaciones 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 subtransmisión del Sistema Interconectado Central.

Dentro de este negocio también participa TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, que también disponen de activos propios asociados a esta actividad.

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, 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:

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4/20.018 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

En resumen, el proceso consiste en calcular cada cuatro años una tarifa para los servicios regulados de una empresa transmisora eficiente de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último Decreto N°14 de Tarifas de Subtransmisión, publicado el 9 de abril de 2013, que rige desde el 1 de enero del año 2011 hasta el 31 de diciembre del año 2015, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos

precios se consideraron tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2010 al 2019.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

El Grupo CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, tanto en el Sistema Interconectado Central –SIC– como en el Sistema de Magallanes, a través de las sociedades TECNET y EDELMAG, ésta última con una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 110 MW.

En el SIC, a través de GAS SUR, se opera la Central Newen, ubicada en la VII región, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

Los presentes estados financieros consolidados 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 los criterios de registro a valor razonable de los instrumentos financieros derivados y las combinaciones de negocio..

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 31 de octubre de 2016, de igual forma se presentan los efectos en el estado de resultados consolidado intermedio por función y el estado consolidado intermedio de flujo de efectivo directo lo informado en Nota 38.3, en cuanto a la discontinuación del negocio de gas licuado de petróleo (GLP), y división de CGE Gas Natural S.A. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2016.

- 3.2.1.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma.
- 3.2.2.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que profundidad del mercado de los bonos corporativos de alta calidad crediticia se evalúa en base a la moneda en que está denominada la obligación, en vez del país donde se encuentra la obligación. Cuando no exista un mercado profundo para estos bonos en esa moneda, se utilizará bonos emitidos por el gobierno en la misma moneda y plazos.
- 3.2.3.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas.
- 3.2.4.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura.
- 3.2.5.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”.
- 3.2.6.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados.
- 3.2.7.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde

mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta.

- 3.2.8.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato.
- 3.2.9.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referenciadas cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga.
- 3.2.10.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión.
- 3.2.11.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresados sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2016, 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.- NIIF 16 “Arrendamientos”, emitida en mayo de 2014, 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”.

- 3.3.4.- 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. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5 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. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- 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.
- 3.3.7.- 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 reestructuración de los estados financieros de periodos anteriores, pero su adopción retrospectiva es permitida. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada.

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

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan 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 periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

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 remediado a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros Resultados Integrales son reclasificados a resultados.

3.4.3.- Negocios conjuntos.

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

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

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

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

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

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

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

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

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-10-2016			31-12-2015
					Directo	Indirecto	Total	Total
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	97,36499%
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,34365%	0,00000%	99,34365%	0,00000%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	99,42645%	0,00000%	99,31496%	0,00000%
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	0,00000%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	98,21715%	0,00000%	98,21715%	0,00000%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	0,00000%
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 12, Las Condes, Santiago	CL \$	99,59179%	0,00878%	99,60057%	0,00000%
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	99,77778%	0,22222%	100,00000%	0,00000%
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%	0,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	0,00000%
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%	0,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99324%	0,00676%	100,00000%	0,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	99,99101%	0,00899%	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.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación directo para el período terminado al 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

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 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015:

Con fecha 18 de diciembre de 2015, Gas Natural Fenosa Chile S.A., hoy Compañía General de Electricidad S.A. informó mediante un Hecho Esencial dirigido a la Superintendencia de Valores y Seguros que el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”) tomó conocimiento, a través de una carta recibida de su accionista controlador, Gas Natural Fenosa Chile S.A. (“GNF”), de la suscripción con fecha 18 de diciembre de 2015 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, cuyos pasos y aspectos principales se exponen a continuación (el “Contrato o Acuerdo”).

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.

Producto de lo anterior el Compañía General de Electricidad S.A. dejó de consolidar línea a línea el negocio de gas licuado del petróleo según se detalla en Nota 38.3 e incorporado los activos en el rubro “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios”, los pasivos en el rubro “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” y los resultados en el rubro “Ganancia (pérdida) procedente 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. El resultado de esta operación se revela en nota 38.3. 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 Invergas 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 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.

Esta división produce efectos contables a contar del 1 de enero de 2016, de acuerdo a lo acordado en la citada Junta Extraordinaria de Accionistas.

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 Aprovevisionadora 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 Aprovevisionadora Global de Energía S.A.

Esta división produce efectos contables a contar del 1 de abril de 2016, de acuerdo a lo acordado en la citada Junta Extraordinaria de Accionistas.

Con fecha 18 de junio de 2015, la subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. fusionó por incorporación a su Subsidiaria Emel Atacama S.A., con efecto al 1 de enero de 2015, lo que implicó la incorporación de los accionistas minoritarios de esta última sociedad a la propiedad de la primera. Además, pasó a tener propiedad directa de Empresa Eléctrica Atacama S.A. (Emelat) que hasta la fecha de fusión era subsidiaria de Emel Atacama S.A.

Con fecha 7 de octubre de 2015 Gas Natural Fenosa Chile S.A. (Hoy Compañía General de Electricidad S.A.) adquirió 3.083 acciones de Metrogas S.A., representativas de un 8,332% de participación en dicha Sociedad.

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			
						30/09/2016		31/12/2015	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	99,34365%	96,72593%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	99,31496%	96,69800%
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	99,89482%	97,26258%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	98,21715%	95,62912%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99164%	97,35685%
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 12, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	99,60057%	96,97609%
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	56,62438%	54,76478%
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Rosario Norte 407 Piso 11, Las Condes, Santiago	CL \$	Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	97,36499%
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A. - Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	51,83784%	28,57940%
76.578.731-9	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	Chile	El Regidor 66, Las Condes - Santiago	US \$	Gas Natural Chile S.A. - Compañía General de Electricidad S.A.	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Avda. Apoquindo 3200 piso 11, Las Condes, Santiago	US \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	63,75000%	35,14686%
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Avda. Gran Bretaña 5691, Talcahuano	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Rosas 1062, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
96.930.050-8	Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061 - Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A. - CGE Magallanes S.A.	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%
96.964.210-8	Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Avda. Frei 314, Punta Arenas	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	85,00000%	46,86247%
76.742.300-4	Autogasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 7-21 Torre A of. 805, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	70,03203%	38,61028%
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	US \$	Gas Natural Chile S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Sebastián Elcano 1995, Hualpén, Concepción	US \$	Gas Natural Chile S.A.	0,00000%	0,00000%	60,00000%	33,07939%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	190 Elgin Avenue Grand Cayman KY1-9005 Cayman Islands	US \$	Gasco Natural Chile S.A. - GN Holding Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	56,70000%	31,26003%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Sarmiento 1230 piso 9 y 10, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	56,69780%	31,25881%
96.867.260-6	Centrogas S.A.	Chile	Av. Vitacura 7646, Santiago	CL \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A. - Metrogas S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99750%	28,57869%
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99500%	28,57798%
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	0,00000%	0,00000%	99,90000%	28,55082%
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	70,00000%	27,02720%
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Inversiones Atlántico S.A.	0,00000%	0,00000%	60,00000%	33,07939%
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Innergy Holdings S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99990%	33,07936%
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US \$	Innergy Holdings S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99990%	33,07936%
0-E	GN Holding Argentina Comercializadora S.A.	Argentina	Avda. Leandro Alem 1050 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	55,13232%
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 No. 7 - 21 Torre A Oficina 805 - Bogotá	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	100,00000%	38,61028%
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	55,00000%	55,00000%	53,55074%
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Avenida la Fragua 1240 Barrio Industrial, Coquimbo	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	99,99500%	99,99500%	99,99500%	97,36012%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	90,40552%	88,79373%	90,40552%	86,45400%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	88,14828%	86,57673%	88,14828%	84,29542%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	90,96851%	89,34668%	90,96851%	86,99238%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	97,42639%	95,68942%	97,42639%	93,16800%
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	98,40504%	96,65063%	98,40504%	94,10387%
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%	95,15571%
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%	53,71132%
96.641.320-4	Inversiones San Sebastian S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	99,99980%	55,10680%	99,99980%	53,65473%
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%	48,28934%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	100,00000%	97,35685%
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%	97,35685%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	97,36498%
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%	97,36158%
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Novanet S.A.	54,79450%	100,00000%	54,79450%	97,36499%

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			
						30/09/2016		31/12/2015	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	El Regidor 66 piso 16, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	20,00000%	11,02646%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina Comercializadora S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	27,56616%
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	33,33300%	18,37726%
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Inversiones IGLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	28,22100%	15,55890%
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%	48,68250%
96.641.810-9	Gas Natural Producción S.A.	Chile	El Bosque Norte 0177, Santiago	CL \$	Gas Natural Chile S.A.	0,00000%	0,00000%	36,14500%	19,92758%

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			
						30/09/2016		31/12/2015	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina Comercializadora 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 \$	GN Holding Argentina Comercializadora 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%	9,73650%
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	27,56616%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	GN Holding Argentina S.A.	0,00000%	0,00000%	2,60000%	1,43344%
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Av. Apoquindo 3200 piso 11 Las Condes	US \$	Gasmar S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	17,57343%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	20,00000%	5,71588%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	33,33300%	9,52637%
0-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Honduras 5663, piso 2, Buenos Aires.	AR\$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	47,00000%	13,43232%
96.721.360-8	Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	47,00000%	13,43232%
96.761.130-1	Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US \$	Aprovisionadora Global de Energía S.A.	0,00000%	0,00000%	50,00000%	14,28970%

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 las sociedades subsidiarias indirectas Aproveionadora 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.

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 \$	CL \$ / Cop \$
31-10-2016	651,18	714,25	26.261,51	42,93	0,22
31-12-2015	710,16	774,61	25.629,09	54,75	0,22
31-10-2015	698,72	781,22	25.346,89	74,20	0,23

CL \$	Pesos chilenos	US \$	Dólares estadounidenses
U.F.	Unidades de fomento	AR \$	Pesos argentinos
Cop \$	Pesos colombianos	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 32.

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 3.25.3.- 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 periodo 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 01 de enero de 2015, 31 de diciembre 2015 para efectos comparativos con los del primer semestre de 2016, incluyendo los efectos de este cambio de criterio en cada 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\$	01-01-2015 M\$
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Propiedades, planta y equipo. (neto)	(81.947.813)	(84.829.036)
Activos por impuestos diferidos.	869.247	
Total activos no corrientes	(81.078.566)	(84.829.036)
TOTAL ACTIVOS	(81.078.566)	(84.829.036)
PATRIMONIO Y PASIVOS		
PASIVOS NO CORRIENTES		
Pasivo por impuestos diferidos.	(20.989.472)	(21.946.410)
Total pasivos no corrientes	(20.989.472)	(21.946.410)
TOTAL PASIVOS	(20.989.472)	(21.946.410)
PATRIMONIO		
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	(8.563.741)	(9.454.901)
Otras reservas.	(11.117.304)	(11.117.307)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	(19.681.045)	(20.572.208)
Participaciones no controladoras.	(40.408.049)	(42.310.418)
Total patrimonio	(60.089.094)	(62.882.626)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	(81.078.566)	(84.829.036)

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 de Gas Natural, 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 ha sido elaborado utilizando el método directo, y en el mismo se utilizan las siguientes expresiones con el significado que a continuación se indica:

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

El Grupo no ha registrado transacciones que no representan movimientos de efectivo relacionadas con inversión o financiamiento al 31 de octubre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015. 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 octubre de 2016 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 19.1).

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

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

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

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

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

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 24.5 se presenta información adicional al respecto.

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

4.4.- 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.

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, el 6 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 2T-2014 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, estableciéndose la forma en que los precios de los contratos de suministro suscritos entre las empresas generadoras y distribuidoras, así como los precios de subtransmisión fijados en el Decreto 14-2012, se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Adicionalmente, en dicho decreto se actualizan los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014. Del mismo modo, el 10 de octubre de 2014 fue publicado el Decreto 3T-2014; el 29 de octubre de 2014, el Decreto 4T-2014; el 14 de noviembre de 2014, el Decreto 6T-2014; el 24 de noviembre de 2014, el Decreto 7T-2014; el 6 de diciembre de 2014, el Decreto 8T-2014; el 27 de enero de 2015; el Decreto 9T-2014; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 2T-2015; el 12 de mayo de 2015, el Decreto 3T-2015; el 22 de mayo de 2015, el Decreto 9T-2015; el 23 de junio de 2015, el Decreto 12T-2015; el 4 de agosto de 2015, el Decreto 15T-2015; el 4 de noviembre de 2015, el Decreto 16T-2015; el 26 de diciembre de 2015, el Decreto 21T-2015; el 4 de enero de 2016, el Decreto 22T-2015; el 21 de enero de 2016, el Decreto 24T-2015; el 4 de marzo de 2016, el Decreto 1T-2016; el 23 de mayo de 2016, el Decreto 4T-2016; el 17 de junio de 2016, el Decreto 7T-2016 y el 6 de agosto de 2016, el Decreto 8T-2016, todos del Ministerio de Energía, mediante

los cuales se fijan precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de mayo de 2013, 1 de noviembre de 2013, 1 de diciembre de 2013, 1 de enero de 2014, 1 de marzo de 2014, 1 de mayo de 2014, 1 de septiembre de 2014, 1 de octubre de 2014, 1 de noviembre de 2014, 1 de enero de 2015, 1 de febrero de 2015, 1 de abril de 2015, 1 de mayo de 2015, 1 de septiembre de 2015, 1 de noviembre de 2015, 1 de enero de 2016, 1 de marzo de 2016; 1 de abril de 2016 y 1 de mayo de 2016, respectivamente.

Por lo señalado precedentemente, mediante Oficio N° 13442/2014 del 9 de diciembre de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) instruyó la reliquidación de los decretos de nudo promedio 2T-2014, 3T-2014, 4T-2014, 6T-2014, 7T-2014 y 8T-2014, estableciendo que producto de las reliquidaciones entre distribuidoras y sus clientes regulados, los abonos o cargos que procedan entre las distribuidoras y las empresas generadoras deberán materializarse en las primeras facturas que emitan estas últimas, incluyendo las diferencias por concepto de compra de energía y potencia originadas como consecuencia de la aplicación de los referidos decretos de precios de nudo promedio y el Decreto 14-2012, conforme a la metodología establecida en el mismo para la determinación de los suministros efectuados a las empresas distribuidoras. En el mismo Oficio, SEC estableció que las diferencias para cada boleta o factura se deberán reajustar de acuerdo a las tasas de interés corriente para operaciones no reajustables por menos de 90 días mayores a 5.000 UF, vigentes a la fecha de publicación correspondiente de los nuevos valores en el Diario Oficial. Del mismo modo, mediante Oficio N° 1871/2015 del 10 de febrero de 2015, SEC instruyó la reliquidación del Decreto 9T/2014, mediante el Oficio N° 11167/2015 del 21 de agosto de 2015, las reliquidaciones de los Decretos 2T-2015, 3T-2015, 9T-2015, 12T-2015 y 15T-2015, mediante el Oficio N° 1954/2016 del 17 de febrero de 2016, las reliquidaciones de los Decretos 16T-2015, 21T-2015, 22T-2015 y 24T-2015, mediante el Oficio N° 3645/2016 del 28 de marzo de 2016, las reliquidaciones 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.

En relación a la reliquidación del Decreto 8T-2016, conforme a lo establecido en Ley 20.936 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos y publicada el 20 de julio de 2016, tales 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.

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 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 31 de octubre de 2016 el stock de deuda en moneda extranjera alcanza a M\$ 22.318.629, en consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio solamente afecta al 2,11% de la deuda financiera total, lo que implica que el 97,89% se encuentra expresado en Unidades de Fomento o pesos chilenos.

Tipo de deuda	31-10-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$ *	585.129.433	55,36%	1.357.445.757	68,20%
Deuda en unidades de fomento	449.563.603	42,53%	602.036.932	30,25%
Deuda en moneda extranjera - m/e	22.318.629	2,11%	30.982.529	1,56%
Total deuda financiera	1.057.011.665	100,00%	1.990.465.218	100,00%

* Deuda al 31 de diciembre de 2015 incluye deuda financiera con la relacionada Clover Financial and Treasury Services Limited.

Al cierre de los estados financieros al 31 de octubre de 2016, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 651,18 es decir un 8% menor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2015, fecha en que alcanzó un valor de \$ 710,16.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en dólares u otra moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados de CGE y sus subsidiarias a octubre de 2016 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\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31 de octubre de 2016		651,18	34.274	22.318.629	
	-1%	644,67	34.274	22.095.443	(223.186)
	1%	657,69	34.274	22.541.815	223.186

Como resultado de esta sensibilización, la utilidad antes de impuesto de CGE habría disminuido en M\$ 223.186 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 31 de octubre de 2016, Compañía General de Electricidad y sus subsidiarias mantienen un 42,53% 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 31 de octubre de 2016, el resultado antes de impuestos habría disminuido en M\$ 4.495.636 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 53% de la deuda financiera a nivel consolidado (capital vigente adeudado) al cierre de los estados financieros al 31 de octubre de 2016 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% anual superior a las vigentes sería de M\$ 3.973.262 de mayor gasto por intereses al cierre del periodo.

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 97% 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 31-10-2016	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	65.358.828	425.875.739	227.673.684	0	0	718.908.252
Bonos	17.253.760	34.507.519	75.940.185	164.463.802	326.087.469	618.252.735
Total	82.612.588	460.383.258	303.613.869	164.463.802	326.087.469	1.337.160.987
Porcentualidad	6%	35%	23%	12%	24%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31-12-2015	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 *	175.397.954	562.335.599	909.530.692	0	0	1.647.264.244
Bonos	32.542.099	64.383.260	110.742.635	189.101.002	467.076.476	863.845.473
Total	207.940.053	626.718.858	1.020.273.327	189.101.002	467.076.476	2.511.109.716
Porcentualidad	8%	25%	41%	7%	19%	100%

*Incluye deuda con Clover.

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.

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 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015. 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 31 de octubre de 2016	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	649.022.750	647.891.535	-0,17%
Bonos	407.988.915	467.907.711	14,69%
Total pasivo financiero	1.057.011.665	1.115.799.246	5,56%

Deuda al 31 de diciembre de 2015	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos. *	1.428.953.426	1.439.698.300	0,75%
Bonos	561.511.792	643.102.013	14,53%
Total pasivo financiero	1.990.465.218	2.082.800.312	4,64%

*Incluye deuda con Clover.

5.1.7. Restricciones financieras

Compañía General de Electricidad S.A. y sus subsidiarias han convenido con bancos acreedores y tenedores de bonos covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros tal como se detalla en Nota 34.5.

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 31 de octubre de 2016 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 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	288.668	321.052
Saldos en bancos.	16.346.599	19.546.321
Total efectivo.	16.635.267	19.867.373
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	40.050.125	29.114.961
Otros equivalentes al efectivo (*).	15.519.707	11.156.150
Total equivalente al efectivo.	55.569.832	40.271.111
Total	72.205.099	60.138.484

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no difieren del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo. A la fecha no existen restricciones sobre el efectivo y equivalente al efectivo.

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	15.519.707	11.156.150
Total otros equivalentes al efectivo.	15.519.707	11.156.150

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	65.931.946	41.732.006
	US \$	953.763	10.672.474
	AR \$	5.319.390	7.734.004
Total		72.205.099	60.138.484

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de octubre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-10-2016		31-12-2015	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.			3.712	
Activos de cobertura.				141.150.208
Activos financieros disponibles para la venta.		175.001		195.203
Total	0	175.001	3.712	141.345.411

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

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se presentaron como "actividades de operación" en el estados de flujos de efectivo, como parte de los cambios en el capital de trabajo. Lo anterior, se fundamenta en que Compañía General de Electricidad S.A. ha contratado los señalados activos como instrumentos financieros derivados con el propósito de hacer cobertura económica y financiera de los riesgos asociados al tipo de cambio y tasas de interés enunciados.

Los cambios en los valores razonables de los activos clasificados en esta categoría se registran en la cuenta "otros ingresos por función/otros gastos por función" en el estado de resultados.

Clase de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31-10-2016		31-12-2015	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, instrumentos de patrimonio.			3.712	
Total	0	0	3.712	0

7.2.- Activos y pasivos de cobertura.

Compañía General de Electricidad S.A., manteniendo la política de gestión de riesgos, tiene suscritos contratos de derivados que cubren las variaciones de tasas de interés, tipos de cambio y variaciones de precio del gas natural para el ejercicio 2016. Estos derivados han sido designados como de cobertura y se clasifican bajo el rubro “otros activos financieros y otros pasivos financieros”.

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

Los derivados de tipo de cambio se denominan como de cobertura de valor razonable y cobertura de flujo de efectivo, dependiendo de la naturaleza de la operación.

A continuación se detalla la composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2015.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 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				141.150.208
Total					0	0	0	141.150.208

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	Corrientes		No corrientes	
					31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gas Natural Fenosa Chile Spa	Cros Currency Swap	Tasa de interés - Tipo de cambio	Exposición de las variaciones de tasa de interés y tipo de cambio.	Préstamo Bancario		3.385.725		
Total					0	3.385.725	0	0

Los pasivos de coberturas se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 21.1.

7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-10-2016	31-12-2015
			31-10-2016	31-12-2015	M\$	M\$
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
92.970.000-7	Cem S.A.		0,00000%	0,08570%		16.520
70.497.500-7	Estadio Español de Concepción S.A.		0,00000%	0,12000%		2.889
70.393.200-2	Club de Campo La Posada S.A.		0,00000%	0,06000%		792
70.341.300-5	Corporación Club Concepción		0,00000%	0,03000%		1
Total					175.001	195.203

7.4.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

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

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:				
	31-12-2015		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	3.712		3.712		
Total	3.712	0	3.712	0	0

7.4.2.- Activos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2015		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		141.150.208		141.150.208	
Total	0	141.150.208	0	141.150.208	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2015		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo.	3.385.725			3.385.725	
Total	3.385.725	0	0	3.385.725	0

7.4.4.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-10-2016		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

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-12-2015		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Otros Gasco S.A.		3.682			3.682
Otros Inversiones y Gestión S.A.		16.520			16.520
Total	0	195.203	0	0	195.203

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	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, neto.	309.360.325	360.036.146	15.174.100	15.866.751
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	231.883	237.116	1.072.906	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, neto.	38.089.806	71.010.510	1.281.676	1.396.299
Total	347.682.014	431.283.772	17.528.682	18.268.120

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	118.586	7.897		
Anticipo honorarios.	19.784	3.533		
Préstamos al personal.	2.939.018	2.244.048	643.381	533.383
Anticipo de remuneraciones.	349.307	685.762		
Fondos por rendir.	173.758	177.685		
Sub total	3.600.453	3.118.925	643.381	533.383
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	5.634.841	5.561.408		
Sub total	5.634.841	5.561.408	0	0
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	17.999.846	56.206.611		
Anticipo Proveedores.	7.197.133	2.978.995		
Instalaciones y proyectos por cobrar.	24.215	28.968	632.818	805.927
Boletas garantías.	20.360	8.170		
Documentos por cobrar fideicomiso financiero.		464.911		44.136
Otros documentos por cobrar.	4.196.826	2.645.586	5.477	12.853
Otros.	37.030	651.514		
Provisión de deterioro.	(620.898)	(654.578)		
Sub total	28.854.512	62.330.177	638.295	862.916
Total	38.089.806	71.010.510	1.281.676	1.396.299

(*) 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	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales, bruto.	400.615.253	445.646.751	15.174.100	15.866.751
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	231.883	237.116	1.072.906	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, bruto.	38.710.704	71.665.088	1.281.676	1.396.299
Total	439.557.840	517.548.955	17.528.682	18.268.120

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Deudores comerciales.	91.254.928	85.610.605
Otras cuentas por cobrar.	620.898	654.578
Total	91.875.826	86.265.183

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial.	86.265.183	104.524.539
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(57.479)	(19.237.417)
Transferencia por división social (*)	(2.991.426)	
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(2.427.824)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(70.016)	(113.498)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	8.729.564	3.519.383
Total	91.875.826	86.265.183

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	31-10-2016			31-12-2015		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	324.657	(92.774)	231.883	321.199	(84.083)	237.116
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.005.023	(210.317)	794.706	949.913	(209.745)	740.168
Más de cinco años.	300.890	(22.690)	278.200	280.916	(16.014)	264.902
Total	1.630.570	(325.781)	1.304.789	1.552.028	(309.842)	1.242.186

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

31-10-2016	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.	224.213.033	74.096.863	18.122.052	6.125.332	3.873.740	3.749.291	3.127.569	2.501.321	3.396.154	76.583.998	415.789.353	400.615.253	15.174.100
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.304.789										1.304.789	231.883	1.072.906
Otras cuentas por cobrar, bruto.	37.525.676	658.453	608.076	18.290	44.741	29.362	181.346			926.436	39.992.380	38.710.704	1.281.676
Provision deterioro	(5.534.592)	(854.071)	(1.075.941)	(468.273)	(483.685)	(392.062)	(391.720)	(2.497.797)	(3.389.110)	(76.788.575)	(91.875.826)	(91.875.826)	
Total	257.508.906	73.901.245	17.654.187	5.675.349	3.434.796	3.386.591	2.917.195	3.524	7.044	721.859	365.210.696	347.682.014	17.528.682

31-12-2015	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.	270.292.702	84.327.825	15.788.873	4.582.246	4.126.366	2.838.354	2.296.675	1.736.195	1.619.757	73.904.509	461.513.502	444.209.697	17.303.805
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	1.242.186										1.242.186	237.116	1.005.070
Otras cuentas por cobrar, bruto.	70.521.834	554.144	390.563	37.988	38.263	128.239	36.959	24.517	24.517	1.304.363	73.061.387	71.665.088	1.396.299
Provision deterioro	(5.848.273)	(601.152)	(822.660)	(290.574)	(374.492)	(399.153)	(551.974)	(1.728.657)	(1.609.357)	(74.038.891)	(86.265.183)	(84.828.129)	(1.437.054)
Total	336.208.449	84.280.817	15.356.776	4.329.660	3.790.137	2.567.440	1.781.660	32.055	34.917	1.169.981	449.551.892	431.283.772	18.268.120

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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

31-10-2016								
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.		118.496.750			3.142		118.499.892	0
Por vencer.	446.674	73.327.619	(235.137)	132.224	32.385.522	(5.299.455)	105.713.141	(5.534.592)
Sub total por vencer	446.674	191.824.369	(235.137)	132.224	32.388.664	(5.299.455)	224.213.033	(5.534.592)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	566.691	72.896.308	(362.720)	13.013	1.200.555	(491.352)	74.096.863	(854.072)
Entre 31 y 60 días	140.952	17.358.600	(407.073)	6.874	763.452	(318.704)	18.122.052	(725.777)
Entre 61 y 90 días	43.868	5.567.334	(237.776)	5.419	557.998	(230.497)	6.125.332	(468.273)
Entre 91 y 120 días	30.899	3.360.706	(224.620)	4.700	513.034	(259.065)	3.873.740	(483.685)
Entre 121 y 150 días	50.575	3.243.328	(176.287)	4.150	505.963	(215.776)	3.749.291	(392.063)
Entre 151 y 180 días	23.678	2.684.161	(186.575)	4.536	443.408	(198.430)	3.127.569	(385.005)
Entre 181 y 210 días	20.177	2.030.762	(2.027.339)	3.587	470.559	(470.457)	2.501.321	(2.497.796)
Entre 211 y 250 días	24.298	2.891.978	(2.889.421)	4.890	504.176	(499.689)	3.396.154	(3.389.110)
Más de 250 días	709.297	64.563.628	(64.370.924)	180.664	12.020.370	(12.153.631)	76.583.998	(76.524.555)
Sub total vencidos	1.610.435	174.596.805	(70.882.735)	227.834	16.979.515	(14.837.601)	191.576.320	(85.720.336)
Total	2.057.110	366.421.174	(71.117.872)	360.058	49.368.179	(20.137.056)	415.789.353	(91.254.928)

31-12-2015								
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.		149.345.008			4.206		149.349.214	
Por vencer.	1.267.946	89.154.745	(3.544)	211.521	31.788.743	(5.844.728)	120.943.488	(5.848.272)
Sub total por vencer	1.267.946	238.499.753	(3.544)	211.521	31.792.949	(5.844.728)	270.292.702	(5.848.272)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	715.465	83.149.327	(59.960)	10.099	1.178.498	(541.192)	84.327.825	(601.152)
Entre 31 y 60 días	116.392	15.228.979	(161.442)	6.495	559.894	(351.029)	15.788.873	(512.471)
Entre 61 y 90 días	37.094	4.187.581	(36.363)	4.876	394.665	(254.210)	4.582.246	(290.573)
Entre 91 y 120 días	18.936	3.688.269	(88.774)	3.696	438.097	(285.718)	4.126.366	(374.492)
Entre 121 y 150 días	32.928	2.475.252	(161.178)	3.838	363.102	(237.976)	2.838.354	(399.154)
Entre 151 y 180 días	16.559	1.970.947	(333.132)	2.118	325.728	(218.844)	2.296.675	(551.976)
Entre 181 y 210 días	16.829	1.374.626	(1.369.552)	2.831	361.569	(359.105)	1.736.195	(1.728.657)
Entre 211 y 250 días	13.777	1.190.010	(1.184.739)	1.960	429.747	(424.617)	1.619.757	(1.609.356)
Más de 250 días	473.004	62.543.728	(62.262.958)	101.679	11.360.781	(11.431.544)	73.904.509	(73.694.502)
Sub total vencidos	1.440.984	175.808.719	(65.658.098)	137.592	15.412.081	(14.104.235)	191.220.800	(79.762.333)
Total	2.708.930	414.308.472	(65.661.642)	349.113	47.205.030	(19.948.963)	461.513.502	(85.610.605)

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

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

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

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

31-10-2016								
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.		118.496.750			3.142		118.499.892	
Por vencer.	446.508	71.563.558	(233.957)	132.224	27.086.067		98.649.625	(233.957)
Sub total por vencer	446.508	190.060.308	(233.957)	132.224	27.089.209	0	217.149.517	(233.957)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	566.599	72.222.047	(361.864)	11.649	710.637	(1.434)	72.932.684	(363.298)
Entre 31 y 60 días	140.916	17.213.740	(405.657)	5.820	445.374	(626)	17.659.114	(406.283)
Entre 61 y 90 días	43.860	5.565.875	(236.317)	4.335	327.501		5.893.376	(236.317)
Entre 91 y 120 días	30.864	3.350.093	(221.845)	3.451	253.969		3.604.062	(221.845)
Entre 121 y 150 días	50.507	3.230.415	(173.609)	3.420	290.187		3.520.602	(173.609)
Entre 151 y 180 días	23.605	2.682.233	(184.977)	3.594	244.978		2.927.211	(184.977)
Entre 181 y 210 días	20.149	2.027.849	(2.024.501)	3.018	271.934	(271.832)	2.299.783	(2.296.333)
Entre 211 y 250 días	24.263	2.888.000	(2.885.443)	4.104	258.883	(254.396)	3.146.883	(3.139.839)
Más de 250 días	708.126	60.827.254	(60.772.662)	135.002	6.614.369	(6.612.551)	67.441.623	(67.385.213)
Sub total vencidos	1.608.888	170.007.506	(67.266.875)	174.393	9.417.832	(7.140.839)	179.425.338	(74.407.714)
Total	2.055.397	360.067.814	(67.500.832)	306.617	36.507.041	(7.140.839)	396.574.855	(74.641.671)

31-12-2015								
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.		141.269.768			4.206		141.273.974	0
Por vencer.	825.988	65.090.956	(2.286)	207.359	25.885.041		90.975.997	(2.286)
Sub total por vencer	825.988	206.360.724	(2.286)	207.359	25.889.247	0	232.249.971	(2.286)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	628.204	75.198.343	(58.368)	3.632	632.720	(872)	75.831.063	(59.240)
Entre 31 y 60 días	88.888	14.243.354	(159.881)	3.460	205.547	(226)	14.448.901	(160.107)
Entre 61 y 90 días	26.269	3.954.954	(34.754)	3.782	137.887		4.092.841	(34.754)
Entre 91 y 120 días	11.326	3.471.073	(85.714)	2.633	149.493		3.620.566	(85.714)
Entre 121 y 150 días	26.982	2.372.944	(158.225)	2.976	122.723		2.495.667	(158.225)
Entre 151 y 180 días	10.546	1.892.873	(331.370)	1.505	104.673		1.997.546	(331.370)
Entre 181 y 210 días	12.142	1.314.496	(1.312.438)	2.387	140.297	(140.046)	1.454.793	(1.452.484)
Entre 211 y 250 días	8.947	1.079.108	(1.076.826)	1.475	156.485	(154.087)	1.235.593	(1.230.913)
Más de 250 días	414.442	55.563.291	(55.462.923)	79.705	5.338.385	(5.329.957)	60.901.676	(60.792.880)
Sub total vencidos	1.227.746	159.090.436	(58.680.499)	101.555	6.988.210	(5.625.188)	166.078.646	(64.305.687)
Total	2.053.734	365.451.160	(58.682.785)	308.914	32.877.457	(5.625.188)	398.328.617	(64.307.973)

8.3.2.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento gas natural.

31-12-2015								
Tramos de deudas Segmento Gas	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.		8.075.240					8.075.240	0
Por vencer.	441.760	21.301.265					21.301.265	0
Sub total por vencer	441.760	29.376.505	0	0	0	0	29.376.505	0
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	87.105	7.517.901					7.517.901	0
Entre 31 y 60 días	27.464	862.513					862.513	0
Entre 61 y 90 días	10.800	217.160					217.160	0
Entre 91 y 120 días	7.594	184.919					184.919	0
Entre 121 y 150 días	5.941	96.392					96.392	0
Entre 151 y 180 días	6.006	73.363					73.363	0
Entre 181 y 210 días	4.670	53.983	(53.983)				53.983	(53.983)
Entre 211 y 250 días	4.825	103.526	(103.526)				103.526	(103.526)
Más de 250 días	38.992	2.833.917	(2.833.917)				2.833.917	(2.833.917)
Sub total vencidos	193.397	11.943.674	(2.991.426)	0	0	0	11.943.674	(2.991.426)
Total	635.157	41.320.179	(2.991.426)	0	0	0	41.320.179	(2.991.426)

En el ejercicio 2016 no se presenta estratificación en segmento gas natural por división social de fecha 14 de Octubre de 2016.

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

31-10-2016								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.							0	0
Por vencer.	166	1.764.061	(1.180)		5.299.455	(5.299.455)	7.063.516	(5.300.635)
Sub total por vencer	166	1.764.061	(1.180)	0	5.299.455	(5.299.455)	7.063.516	(5.300.635)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	92	674.261	(856)	1.365	489.918	(489.918)	1.164.179	(490.774)
Entre 31 y 60 días	37	144.860	(1.416)	1.054	318.078	(318.078)	462.938	(319.494)
Entre 61 y 90 días	9	1.459	(1.459)	1.084	230.497	(230.497)	231.956	(231.956)
Entre 91 y 120 días	35	10.613	(2.775)	1.249	259.065	(259.065)	269.678	(261.840)
Entre 121 y 150 días	68	12.913	(2.678)	729	215.776	(215.776)	228.689	(218.454)
Entre 151 y 180 días	73	1.928	(1.598)	942	198.430	(198.430)	200.358	(200.028)
Entre 181 y 210 días	28	2.913	(2.838)	570	198.625	(198.625)	201.538	(201.463)
Entre 211 y 250 días	34	3.978	(3.978)	786	245.293	(245.293)	249.271	(249.271)
Más de 250 días	1.171	3.736.374	(3.598.262)	45.662	5.406.001	(5.541.080)	9.142.375	(9.139.342)
Sub total vencidos	1.547	4.589.299	(3.615.860)	53.441	7.561.683	(7.696.762)	12.150.982	(11.312.622)
Total	1.713	6.353.360	(3.617.040)	53.441	12.861.138	(12.996.217)	19.214.498	(16.613.257)

31-12-2015								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.							0	0
Por vencer.	198	2.762.524	(1.258)	4.162	5.903.702	(5.844.728)	8.666.226	(5.845.986)
Sub total por vencer	198	2.762.524	(1.258)	4.162	5.903.702	(5.844.728)	8.666.226	(5.845.986)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	156	433.083	(1.592)	6.467	545.778	(540.320)	978.861	(541.912)
Entre 31 y 60 días	40	123.112	(1.561)	3.035	354.347	(350.803)	477.459	(352.364)
Entre 61 y 90 días	25	15.467	(1.609)	1.094	256.778	(254.210)	272.245	(255.819)
Entre 91 y 120 días	16	32.277	(3.060)	1.063	288.604	(285.718)	320.881	(288.778)
Entre 121 y 150 días	5	5.916	(2.953)	862	240.379	(237.976)	246.295	(240.929)
Entre 151 y 180 días	7	4.711	(1.762)	613	221.055	(218.844)	225.766	(220.606)
Entre 181 y 210 días	17	6.147	(3.131)	444	221.272	(219.059)	227.419	(222.190)
Entre 211 y 250 días	5	7.376	(4.387)	485	273.262	(270.530)	280.638	(274.917)
Más de 250 días	19.570	4.146.520	(3.966.118)	21.974	6.022.396	(6.101.587)	10.168.916	(10.067.705)
Sub total vencidos	19.841	4.774.609	(3.986.173)	36.037	8.423.871	(8.479.047)	13.198.480	(12.465.220)
Total	20.039	7.537.133	(3.987.431)	40.199	14.327.573	(14.323.775)	21.864.706	(18.311.206)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-10-2016				
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.	21.258	1.539.727	2.425	7.517.200
Total	21.258	1.539.727	2.425	7.517.200

31-12-2015				
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.	26.435	1.679.297	4.449	7.888.270
Total	26.435	1.679.297	4.449	7.888.270

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de octubre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	8.914.568	618.570	1.492.759	1.911.223
Provisión cartera repactada	(185.004)	844.073	(147.202)	1.025.493
Total	8.729.564	1.462.643	1.345.557	2.936.716

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de octubre de 2016 y 2015 es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones		Operaciones	
	N°	M\$	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	31.225.002	1.349.702.554	3.183.807	132.746.594
Ventas de servicios	87.864	101.517.635	8.140	9.532.401
Total	31.312.866	1.451.220.189	3.191.947	142.278.995

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2015	Operaciones	01-10-2015
	N°	31-10-2015	N°	31-10-2015
		M\$		M\$
Ventas de energía eléctrica	30.803.224	1.284.699.089	2.512.653	127.370.893
Ventas de servicios	90.753	92.739.115	179	9.442.736
Total	30.893.977	1.377.438.204	2.512.832	136.813.629

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.

La cuenta por pagar a la empresa relacionada Clover Financial and Treasury Services Ltd. al 1 de septiembre de 2016, fue asignada dentro de los pasivos a la sociedad naciente de la división CGE Gas Natural S.A., la cual corresponde a dos préstamos MUS\$ 200.000 y MUS\$75.000 que se destinaron a financiar parte de la compra de las acciones de Compañía General de Electricidad S.A. por parte de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) (MUS\$ 1.100.0000 al 31 de diciembre de 2015).

El préstamo de MUS\$ 200.000, tiene fecha de vencimiento 08 de noviembre de 2021, con una tasa de interés Libor 90 + 2%. Las condiciones del préstamo es bullet con pagos trimestrales de intereses.

El préstamo de MUS\$ 75.000, tiene fecha de vencimiento 12 de noviembre de 2019, con una tasa de interés Libor 90 + 1,838%. Las condiciones del préstamo es bullet con pagos trimestrales de intereses.

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 31 de octubre de 2016 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$		152.848		
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	US \$		99.083		
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	US\$		1.356.579		
76.171.653-0	GN Holding Argentina S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.259			
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Anticipo por compra de gas	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$		5.885.324		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Negocios conjuntos	US \$				1.496.819
76.580.784-0	Sociedad Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	21.841			
76.742.300-4	AutoGasco S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		212.616		
87.756.500-9	Enap Refinerías S.A.	Chile	Servicio Capacidad de Transporte	De 1 a 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		9.990		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		16.834		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		15.933		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		715		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Prestados	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		44.539		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		1.202		
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Otras valores por cobrar	Más de 1 Año	Negocios conjuntos	US \$				5.086.369
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	878.861			
99.520.000-7	Cía. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		133.980		
TOTALES							902.961	7.929.643	0	6.583.188

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-10-2016	31-12-2015	31-10-2016	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	Ar \$	9.337	10.745		
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de gastos	Más de 90 Días y hasta 1 año	Negocios conjuntos	US\$		15.594		
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Otros valores a pagar	Más de 90 Días y hasta 1 año	Negocios conjuntos	US\$		119.391		
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Reembolso de gastos	Hasta 90 días	Controlador	CL \$	614.254	46.956		
0-E	Gas Natural Fenosa Engineering, S.L.	España	Prestación de servicios	Hasta 90 días	Matriz Común	EUR \$		15.362		
0-E	Clover Financial and Treasury Services Ltd	Irlanda	Préstamo para inversión	Hasta 7años	Indirecta	US\$		2.502.155		779.126.581
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$		6.900		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$		13.800		
76.560.818.K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	2.364.896			
76.609.803-7	CGE Gas Natural S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	3.290.713			
76.742.300-4	AutoGasco S.A.	Chile	Compra de combustible	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		18.735		
77.058.290-2	Energía del Sur S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Director común	CL \$				
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		523		
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		45.726		
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		244		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Compra de gas natural	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		702.205		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Compra de Gas licuado	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		500		
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Servicios recibidos	90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		2.375		
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Préstamos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$				908.216
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		535.686		
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Dividendos	Más de 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$				2.082.784
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Subsidiaria Discontinuada	CLP		5.374		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra Gas	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		1.352		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		57.576		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios Recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL\$		44		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		17.226		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		879		
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Subsidiaria Discontinuada	CL \$		126.977		
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Servicio de transporte	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$		219.297		
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Mas de 90 días hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$		246.708		
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Más de un 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$				1.249.672
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Préstamos	Hasta 30 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$				418.001
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	23.719	23.719		
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Compra de combustibles y lubricar	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		20.193		
TOTALES							6.302.919	4.756.242	0	783.785.254

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2016 31-10-2016		01-01-2015 31-10-2015		01-10-2016 31-10-2016		01-10-2015 31-10-2015	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
0-E	Gas Natural SDG S.A.	España	Controlador	Reembolso de gastos	US \$			118.838	(118.838)	0	0	0	0
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Negocios conjuntos	Reembolso de gastos	US \$			1.285	(1.285)	0	0	0	0
0-E	Clover Financial and Treasury Services Ltd	Irlanda	Indirecta	Intereses pagados	US\$	10.809.951	(10.809.951)	13.469.801	(13.469.801)	0	0	1.576.032	(1.576.032)
76.227.236-9	Transporte Energía Móvil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	4.120	(4.120)	8.815	(8.815)	0	0	1.080	(1.080)
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustible	CL \$	172	(172)	694	(694)	0	0	0	0
81.533.000-5	Daniño Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	4.243	(4.243)	2.789	(2.789)	147	(147)	300	(300)
81.533.000-5	Daniño Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	16.528				0	0	0	0
81.533.000-5	Daniño Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			1.259	(1.259)	0	0	0	0
76.301.099-6	Turismo y Hotel VF Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	185	(185)	122	(122)	0	0	0	0
77.766.520-0	Inversiones Brac Ltda.	Chile	Director común	Arriendo de oficinas	CL \$					0	0	0	0
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	1.687	(1.687)	252	(252)	0	0	0	0
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	599	(599)	442	(442)	599	(599)	167	(167)
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Venta de energía	CL \$			1.103	1.103	0	0	0	0
TOTALES						10.837.485	(10.820.957)	13.605.400	(13.603.194)	746	(746)	1.577.579	(1.577.579)

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

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Nombre	Cargo	01-01-2016 31-10-2016			01-01-2015 31-10-2015			01-10-2016 31-10-2016			01-10-2015 31-10-2015		
		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\$
Rafael Villaseca Marco	Ex - Director	43.281			51.533		25.577						
Antonio Basolas Tena	Ex - Director	28.853			34.397		12.789						
Enrique Berenguer Marsal	Ex - Director	14.744			15.293								
Jon Ganuza Fernández de Arroyabe	Ex - Director	19.717			19.157								
Juan Felip Font	Ex - Director	28.853			19.157								
Jordi Garcia Taberero	Ex - Director	28.853			19.157								
Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	35.709			19.157								
Carlos J. Álvarez Fernández	Presidente	14.555			15.241	492	14.598	4.273					
Manuel García Cobaleda	Vicepresidente	9.702			15.241	492	14.598	2.848					
Jose Enrique Auffray García	Director	6.855						6.855					
Iñigo Sota Yusta	Director	9.704						9.704					
José Antonio Bascuñán Valdés	Ex - Director				15.241	492	151.801						
Jorge Eduardo Marin Correa	Ex - Director						202.123						
José Luis Hornauer Herrmann	Ex - Director						101.062						
Francisco Javier Marin Estévez	Ex - Director						101.062						
Francisco Javier Marin Jordán	Ex - Director						101.062						
Cristián Neuweiler Heinsen	Ex - Director						134.748						
Andrés Pérez Cruz	Ex - Director						134.748						
Totales		240.826	0	0	223.574	1.476	994.168	23.680	0	0	0	0	0

Las remuneraciones correspondientes a Directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 67.542 al 31 de octubre de 2016 y M\$ 97.664 por el mismo período de 2015.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de la sociedad asciende a M\$ 4.778.146 al 31 de octubre de 2016 (M\$ 3.963.043 en el mismo período de 2015).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 3.444.971 al 31 de octubre de 2016 (M\$ 10.674.591 en el mismo período de 2015).

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

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Materias primas.	12.940.318	14.433.849		
Productos en proceso.	465.043	431.694		
Mercaderías para la venta.	4.148.387	5.821.864		
Suministros para la producción.	3.281.850	3.951.353		
Suministros para mantención.	139.440	2.550.955		
Mercaderías en tránsito.	237.327	329.142		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	405.064	399.681	1.489.701	1.623.967
Otros		108.315		
Provisión de deterioro.	(1.634.935)	(1.642.800)		
Total	19.982.494	26.384.053	1.489.701	1.623.967

Al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no hay inventarios pignorados en garantía del cumplimiento de deudas contraídas.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes			
	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	7.865	366.872	(24.997)	(4.851)
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	39.041.591	28.876.300	3.283.256	2.752.548

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 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015.

Activos, pasivos por impuestos	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	36.761.190	48.655.544		
Rebajas al impuesto.	238.972	9.965.845		
Créditos al impuesto.	89.552	5.598.379		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	569.505	1.775.320		
Subtotal activos por impuestos	37.659.219	65.995.088	0	0
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(24.632.238)	(35.532.677)		
Subtotal pasivos por impuestos	(24.632.238)	(35.532.677)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	13.026.981	30.462.411	0	0

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Gastos pagados por anticipado.	1.781.734	4.720.950		
Garantías de arriendo.	46.113	75.738		659.898
Boletas en garantía.	254.170	256.459		
Otros activos	134.130	519.419	85.090	290.812
Total	2.216.147	5.572.566	85.090	950.710

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

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

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de octubre 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-10-2016 M\$
Inversiones en asociadas.	1.268.160		521.436				(558.367)	(1.185.255)	45.974
Inversiones en sociedades con control conjunto.	53.883.665		9.114.137		(4.579.350)		(8.050.630)	(34.813.963)	15.553.859
Total	55.151.825	0	9.635.573	0	(4.579.350)	0	(8.608.997)	(35.999.218)	15.599.833

Al 31 de diciembre de 2015

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2015 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Inversiones en asociadas.	3.495.995		871.626				(582.956)	(2.516.505)	1.268.160
Inversiones en sociedades con control conjunto.	51.740.165		16.107.560		(7.381.130)		(5.832.295)	(750.635)	53.883.665
Total	55.236.160	0	16.979.186	0	(7.381.130)	0	(6.415.251)	(3.267.140)	55.151.825

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 31 de octubre 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\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-10-2016 M\$
Campanario Generación S.A.	Chile	US \$	20,00000%	20,00000%	0						0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,14500%	36,14500%	0						0
Gasmartket 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		392				45.974
Total					1.268.160	0	521.436	0	(558.367)	(1.185.255)	45.974

(*) Ver nota 3.5.4.1

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US \$	20,00000%	20,00000%							0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL \$	36,14500%	36,14500%							0
Gasmartket S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	810.076		871.575		(582.956)		1.098.695
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	33,33300%	33,33300%	2.253.646					(2.253.646)	0
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	27,70000%	27,70000%	386.742					(386.742)	0
Gasco GLP S.A.	Chile	CL \$	0,09090%	0,09090%						123.706	123.706
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	COP \$	0,00066%	0,00066%						177	177
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	45.531		51				45.582
Total					3.495.995	0	871.626	0	(582.956)	(2.516.505)	1.268.160

13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de octubre de 2016.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-10-2016													
		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.	50,000000%	93.684		93.684	1.989		1.989	91.695	1.318	(535)	783		783		783

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2015							31-10-2015							
		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.	50,000000%	92.618		92.618	1.454		1.454	91.164	1.428	(606)	822		822		822	

13.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 31 de octubre 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-10-2016 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	11.124.746		2.865.828		(1.394.712)		(2.751.970)		9.843.892
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.711.411		1.178.241		(534.819)		(1.168.438)		5.186.395
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	606.402		90.498		(19.154)		(154.174)		523.572
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
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	9.114.137	0	(4.579.350)	0	(8.050.630)	(34.813.963)	15.553.859

(*) Ver nota 3.5.4.2

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 01-01-2015 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\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	10.825.341		5.528.696		(1.267.203)		(3.962.088)		11.124.746
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.619.093		2.685.003		(237.672)		(2.355.013)		5.711.411
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	683.077		174.136		(54.091)		(196.720)		606.402
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Chile	AR \$	47,00000%	47,00000%	9.318.117		(69.902)		(580.148)		(1.813.795)	7.812	6.862.084
Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	US\$	47,00000%	47,00000%	3.603.154		604.729				608.159		4.816.042
Andes Operaciones y Servicio S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%	247.554		122.693				28.969		399.216
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	3.313.789		1.734.210				(1.100.871)		3.947.128
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	192.925		90.333				(64.122)		219.136
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	758.447							(758.447)	0
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	15.361.918		4.359.608		(5.242.016)		2.713.169		17.192.679
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	1.816.750		878.054				310.017		3.004.821
Total					51.740.165	0	16.107.560	0	(7.381.130)	0	(5.832.295)	(750.635)	53.883.665

13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de octubre de 2016.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-10-2016													
		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%	1.199.527	18.527.772	19.727.299	39.515		39.515	19.687.784		5.731.657	5.731.657		5.731.657	5.731.657	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	27.249.509	48.546.166	75.795.675	41.755.102	7.443.676	49.198.778	26.596.897	86.017.165	(79.974.904)	6.042.261		6.042.261	6.042.261	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	675.910	4.641.700	5.317.610	81.888		81.888	5.235.722		904.981	904.981		904.981	904.981	

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2015							31-10-2015						
		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%	2.063.104	20.211.324	22.274.428	24.938		24.938	22.249.490		7.349.558	7.349.558		7.349.558	7.349.558	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	21.116.635	55.507.940	76.624.575	39.018.653	8.316.634	47.335.287	29.289.288	77.151.501	(68.513.296)	8.638.205		8.638.205	8.638.205	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	523.237	5.547.119	6.070.356	6.334		6.334	6.064.022		929.984	929.984		929.984	929.984	

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

Saldos al 31 de octubre de 2016.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-10-2016						
	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.	30.567				160.401		(37.277)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	2.297.357	8.989.104	1.524.691	(345.362)	2.160.282	(2.512.870)	(2.239.694)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	4.874				15.356		(3.497)

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2015			31-10-2015			
	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.	1.336.633				105.956		(20.388)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	567.417	5.892.943	1.554.640	(506.982)	2.662.968	(3.615.111)	(3.922.327)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	21.004				50.797		(12.970)

13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de octubre 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)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2016 M\$							M\$	
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	561.243.210		28.263.472		(707.136)		(2.225.521)	586.574.025	(4.672)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,42645%	99,42645%	266.467.720		7.882.837		(4.955.431)		4.693.271	274.088.397	(28.586)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	53.780.601		2.720.904		(790.260)	(17)	1.529.610	57.240.838	(832)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	214.177.065		5.246.306		(243.035)		5.019.422	224.199.758	(4.411)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	(13.926.526)		4.507.344		(2.725.309)	(6.802.096)	2.774.587	(16.172.000)	(227)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,60057%	99,60057%	566.581.514		27.252.327		(817.036)		2.493.450	595.510.255	(3.349)
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)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	1.963.054		1.077.583		(281.972)		60.689	2.819.354	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	4.842.437		2.215.679				(1.547)	7.056.569	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	14.702.625		770.453		(810.294)		(36.656)	14.626.128	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	51.761.569		2.392.032		(561.550)		1.770.000	55.362.051	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	2.135.166		(658.657)				129.102	1.605.611	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	11.511.992		25.896					11.537.888	
Total					1.735.240.427	274.981.960	102.361.478	0	(15.221.536)	(8.866.660)	(274.046.795)	1.814.448.874	(2.592.564)

(*) Ver nota 3.5.2.1

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al	Adiciones	Participación en ganancia (pérdida)	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas	Dividendos recibidos	Diferencia de conversión	Otro incremento (decremento)	Saldo al	Dividendos pagados a participaciones no controladoras
					01-01-2015 M\$							M\$	
Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	CL \$	97,36499%	97,36499%	1.875.539.218	16.189.058	92.454.100		(42.601.652)		(18.265.570)	1.923.315.154	(1.152.938)
Total					1.875.539.218	16.189.058	92.454.100	0	(42.601.652)	0	(18.265.570)	1.923.315.154	(1.152.938)

13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de octubre de 2016.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-10-2016													
		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%	232.035.738	924.041.003	1.156.076.741	196.284.983	369.130.396	565.415.379	590.661.362	820.591.034	(721.109.019)	(71.039.409)	28.442.606	28.450.205	28.086.707	28.094.306
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,42645%	83.161.311	374.839.840	458.001.151	50.547.969	130.939.090	181.487.059	276.514.092	220.558.285	(182.048.273)	(30.576.907)	7.933.105	7.928.310	7.789.603	7.783.505
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	11.199.782	125.505.887	136.705.669	4.098.142	37.131.477	41.229.619	95.476.050	29.002.930	(18.924.507)	(5.138.418)	4.940.005	2.723.769	4.937.688	2.722.372
Emel Norte S.A.	98,21715%	57.065.791	391.434.638	448.500.429	32.345.705	164.158.557	196.504.262	251.996.167	153.167.018	(123.866.032)	(23.274.562)	6.026.424	5.341.538	6.250.740	5.543.306
CGE Argentina S.A.	99,99164%	39.525.357	10.004.785	49.530.142	58.866.938	6.641.832	65.508.770	(15.978.628)	50.968.622	(26.572.372)	(19.951.478)	4.444.772	4.507.720	(2.429.686)	(2.294.945)
Transnet S.A.	99,60057%	25.548.497	908.435.735	933.984.232	34.714.830	301.569.342	336.284.172	597.700.060	75.414.665	(25.892.496)	(22.156.068)	27.366.101	27.364.029	27.468.780	27.466.708
Gas Natural Chile S.A.	94,49915%			0			0	0			56.703.081	56.703.081	29.780.273	39.404.059	19.537.375
Tecnet S.A.	100,00000%	4.579.239	3.444.441	8.023.680	5.054.839	143.096	5.197.935	2.825.745	19.735.137	(16.812.854)	(1.842.300)	1.079.983	1.079.983	1.073.654	1.073.654
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	19.259.724	1.214.353	20.474.077	12.887.506	529.964	13.417.470	7.056.607	39.099.582	(34.287.022)	(2.596.868)	2.215.692	2.215.692	2.067.144	2.067.144
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	12.750.856	10.421.543	23.172.399	2.084.729	5.802.120	7.886.849	15.285.550	12.549.675	(8.844.700)	(2.875.022)	829.953	777.685	803.662	751.394
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	9.030.740	48.037.197	57.067.937	1.130.184	573.495	1.703.679	55.364.258	5.967.540	(3.019.069)	(556.345)	2.392.126	2.392.126	2.392.126	2.392.126
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	3.935.687	23.787.048	27.722.735	5.849.434	20.267.582	26.117.016	1.605.719	20.794.502	(19.149.116)	(2.304.088)	(658.702)	(658.702)	(658.702)	(658.702)
Novanet S.A.	100,00000%	13.271.746	41.092	13.312.838	1.349.543	5.947	1.355.490	11.957.348	3.371.199	(1.339.700)	(2.616.840)	(585.341)	25.899	(585.341)	25.899

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Inversiones en sociedades subsidiarias directas	Porcentaje participación	31-12-2015							31-10-2015						
		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\$
Compañía General de Electricidad S.A.	97,36499%	1.277.060.666	4.465.701.446	5.742.762.112	877.731.792	1.967.792.527	2.845.524.319	2.897.237.793	1.316.567.113	(1.099.206.971)	(72.724.113)	144.636.029	88.938.071	151.924.910	92.746.978

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-10-2016		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	6.210.016		6.210.016
Programas informáticos.	40.697.651	(30.503.775)	10.193.876
Otros activos intangibles identificables.	847.900.214	2.800.499	850.700.713
Total	894.807.881	(27.703.276)	867.104.605

Activos Intangibles	31-12-2015		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	3.716.101		3.716.101
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	101.711	(52.571)	49.140
Programas informáticos.	55.980.929	(41.780.523)	14.200.406
Otros activos intangibles identificables.	1.604.032.532	(13.091.112)	1.590.941.420
Total	1.663.831.273	(54.924.206)	1.608.907.067

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de octubre de 2016 alcanza a M\$ 27.703.276 y M\$ 54.924.206 al 31 de diciembre de 2015, la que corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-10-2016				
	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.	3.965.069		55.880		4.020.949
Adiciones.			8.238	9.124.382	9.132.620
Amortización.			(4.240.012)	3.928.846	(311.166)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.				(6.707.616)	(6.707.616)
Transferencia por división social		(49.140)	(1.301.790)	(746.586.319)	(747.937.249)
Otros incrementos (disminuciones).	(1.471.154)		1.471.154		0
Cambios, total	2.493.915	(49.140)	(4.006.530)	(740.240.707)	(741.802.462)
Saldo final al 31 de octubre de 2016	6.210.016	0	10.193.876	850.700.713	867.104.605

Movimientos en activos intangibles	31-12-2015				
	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 2015	481.888	63.016	18.292.580	1.684.052.019	1.702.889.503
Adiciones por desarrollo interno.	3.234.213		539.622		3.773.835
Adiciones.		4.631	185.258	5.161.992	5.351.881
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.			52.195		52.195
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(12.173)	(821.758)	(79.964.454)	(80.798.385)
Amortización.		(6.106)	(4.756.326)	(11.069.492)	(15.831.924)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				102.556	102.556
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		144	22.777	(7.595.289)	(7.572.368)
Otros incrementos (disminuciones).		(372)	686.058	254.088	939.774
Cambios, total	3.234.213	(13.876)	(4.092.174)	(93.110.599)	(93.982.436)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	3.716.101	49.140	14.200.406	1.590.941.420	1.608.907.067

14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-10-2016	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	572.696.449	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	51.923.061	41
Servidumbres.	18.241.377	Indefinida
Servidumbres.	145.039	Definida
Otros.	207.694.787	Indefinida
Total	850.700.713	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2015	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	1.411.330.546	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	31.228.060	42
Servidumbres.	16.952.124	Indefinida
Servidumbres.	175.659	Definida
Otros.	131.255.031	Indefinida
Total	1.590.941.420	

El cargo a resultados del período por amortización de intangibles al 31 de octubre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2016 31-10-2016		01-01-2015 31-10-2015		01-10-2016 31-10-2016		01-10-2015 31-10-2015	
	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
	Costo de ventas.	4.201.867	(3.934.553)	3.099.952	772.036	430.437	59.329	278.011
Gastos de administración.	38.145	5.707	70.937	14.416	738	570	7.731	1.391
Total	4.240.012	(3.928.846)	3.170.889	786.452	431.175	59.899	285.742	54.013

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 preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad 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) y Provincias de Jujuy, Tucumán, Salta y Santiago del Estero (concesiones gas). 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 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2015			Movimientos 2016	
				Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al
				01-01-2015		31-12-2015		31-10-2016
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	14-11-2014	Gas Natural Fenosa Chile S.A.	Sin relación	310.077.247	(38.845.749)	271.231.498	(53.198.265)	218.033.233
Totales				310.077.247	(38.845.749)	271.231.498	(53.198.265)	218.033.233

Los otros incrementos y disminuciones de 2015 y 2016 se deben a cambios en perímetro de consolidación de los negocios de gas Licuado y gas natural.

16.- COMBINACIÓN DE NEGOCIOS.

Con fecha 11 de octubre de 2014 Gas Natural Fenosa S.A. (hoy Compañía General de Electricidad S.A.) comunicó el inicio de una oferta pública de adquisición de acciones (OPA), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), en el precio de 4.700 pesos chilenos por acción. Con fecha 14 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa comunicó el resultado positivo de la OPA y la adquisición, hasta esa fecha del 96,50% del capital de CGE, incrementado posteriormente en un 0,22% al mismo precio. Como consecuencia de la culminación de este proceso, con fecha 20 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa S.A. tomó el control efectivo del Consejo de Administración de CGE, si bien a efectos contables se ha utilizado el 30 de noviembre de 2014, por considerar la diferencia entre ambas fechas poco significativas.

La plusvalía se ha calculado por diferencia entre el costo de adquisición y la participación en el valor razonable de los activos identificables y pasivos existentes en la fecha de la transacción.

	M\$
Compañía General de Electricidad S.A.	1.882.127.609
Total pago transferido	1.882.127.609
Saldos de activos adquiridos y de pasivos asumidos identificables reconocidos	
Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	67.766.901
Otros activos corrientes	600.842.897
Intangibles	1.702.904.510
Plusvalía Consolidación	311.850.000
Propiedades, planta y equipo	2.969.214.133
Impuestos diferidos	20.178.420
Otros activos no corrientes	128.674.249
Total activos	5.801.431.110
Pasivos	
Pasivos Financieros corrientes	1.408.206.759
Otros pasivos corrientes	825.254.564
Pasivos Financieros no corrientes	47.213.584
Pasivos impuestos diferidos	207.277.455
Otros pasivos no corrientes	393.758.859
Participaciones no controladoras	973.682.465
Total pasivos	3.855.393.686
Patrimonio a valor justo	1.946.037.424
Porcentaje de participación	96,7159%
VP	1.882.127.609
Plusvalía comprada	0

17.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo Inicial	8.864.425	10.889.192
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.	(365.446)	(1.695.055)
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.		(329.712)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(589.678)	(2.024.767)
Total	8.274.747	8.864.425

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	8.274.747	8.864.425
Total	8.274.747	8.864.425

17.3.- Ingresos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	599.136	506.763	(450)	30.861

18.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

18.1.- 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

18.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	233.846.104	227.952.272
Terrenos.	66.321.136	75.478.248
Edificios.	42.808.492	53.564.546
Planta y equipos.	1.307.016.831	1.979.199.043
Subestaciones de poder.	352.830.533	346.735.621
Líneas de transporte energía.	213.444.277	220.255.432
Subestaciones de distribución.	88.211.357	87.590.331
Líneas y redes de media y baja tensión.	603.869.743	605.198.883
Maquinas y equipos de generación.	28.394.977	43.628.566
Red de distribución de gas.		625.091.339
Medidores.	20.265.944	50.698.871
Equipamiento de tecnología de la información	1.406.639	2.764.038
Instalaciones fijas y accesorios	10.893.632	102.660.420
Equipos de comunicaciones.	746.316	877.988
Herramientas.	6.696.817	7.457.342
Muebles y útiles.	2.629.759	3.083.717
Instalaciones y accesorios diversos.	820.740	91.241.373
Vehículos de motor.	4.388.381	4.600.072
Mejoras de bienes arrendados.	3.669.662	3.892.516
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.544.623	999.040
Repuestos	6.595.328	21.745.809
Total	1.678.490.828	2.472.856.004

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Construcciones en curso.	233.846.104	227.952.272
Terrenos.	66.321.136	75.478.248
Edificios.	66.648.045	78.375.666
Planta y equipos.	1.820.222.826	2.745.759.604
Subestaciones de poder.	461.415.721	444.193.596
Lineas de transporte energía.	279.951.124	280.690.319
Subestaciones de distribución.	128.133.626	125.046.081
Líneas y redes de media y baja tensión.	847.294.071	831.639.716
Maquinas y equipos de generación.	61.056.229	89.777.135
Red de distribución de gas.		869.311.628
Medidores.	42.372.055	105.101.129
Equipamiento de tecnología de la información	19.265.153	21.767.244
Instalaciones fijas y accesorios	45.493.255	160.200.063
Equipos de comunicaciones.	4.406.587	4.481.258
Herramientas.	22.634.411	23.423.841
Muebles y útiles.	10.743.193	12.248.992
Instalaciones y accesorios diversos.	7.709.064	120.045.972
Vehículos de motor.	15.639.537	16.268.154
Mejoras de bienes arrendados.	5.703.240	5.476.957
Otras propiedades, plantas y equipos.	1.599.613	1.052.531
Repuestos	7.943.155	31.140.940
Total	2.282.682.064	3.363.471.679

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Edificios.	23.839.553	24.811.120
Planta y equipos.	513.205.995	766.560.561
Subestaciones de poder.	108.585.188	97.457.975
Líneas de transporte energía.	66.506.847	60.434.887
Subestaciones de distribución.	39.922.269	37.455.750
Líneas y redes de media y baja tensión.	243.424.328	226.440.833
Maquinas y equipos de generación.	32.661.252	46.148.569
Red de distribución de gas.		244.220.289
Medidores.	22.106.111	54.402.258
Equipamiento de tecnología de la información	17.858.514	19.003.206
Instalaciones fijas y accesorios	34.599.623	57.539.643
Equipos de comunicaciones.	3.660.271	3.603.270
Herramientas.	15.937.594	15.966.499
Muebles y útiles.	8.113.434	9.165.275
Instalaciones y accesorios diversos.	6.888.324	28.804.599
Vehículos de motor.	11.251.156	11.668.082
Mejoras de bienes arrendados.	2.033.578	1.584.441
Otras propiedades, plantas y equipos.	54.990	53.491
Repuestos	1.347.827	9.395.131
Total	604.191.236	890.615.675

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

Movimiento al 31 de octubre 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.	108.388.228	175.071		1.311.056	913.380	721.348	765.726	163.158	569.667	2.887.343	115.894.977	
	Desapropiaciones		(944.734)	(2.095.302)		(19.801)	(87.616)	(38.596)				(3.186.049)	
	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)	
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.253.764)	(48.840.334)	(805.656)	(2.428.424)	(627.542)	(386.012)	(4.469)	(158.587)	(54.504.788)	
	Utilización repuestos				(1.654)					(19.615)			(21.269)
	Otros incrementos (decrementos).	(45.428.838)	(583)	(237.194)	45.089.839	10.515	502.041	(83.755)			(2.052.408)	(2.200.383)	
Total cambios		5.893.832	(9.157.112)	(10.756.054)	(672.182.212)	(1.357.399)	(91.766.788)	(211.691)	(222.854)	545.583	(15.150.481)	(794.365.176)	
Saldo final al 31 de octubre de 2016		233.846.104	66.321.136	42.808.492	1.307.016.831	1.406.639	10.893.632	4.388.381	3.669.662	1.544.623	6.595.328	1.678.490.828	

Movimiento al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento año 2015		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 2015		166.716.408	142.066.860	80.433.823	2.388.109.474	4.831.397	103.708.339	12.624.301	4.309.078	1.446.066	32.710.155	2.936.955.901	
Cambios	Adiciones.	136.811.551	1.709.596	126.955	4.574.863	505.333	351.045	459.228	620.272		8.377.997	153.536.840	
	Desapropiaciones	(148.768)	(587.824)	(11.397)	(58.801)	(509)	(49.557)	(175.990)	(41.989)		(182.962)	(1.257.797)	
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta.	(4.012.904)	(68.878.426)	(23.576.769)	(390.540.883)	(1.198.959)	(8.102.001)	(8.020.009)			(10.097.874)	(514.427.825)	
	Gasto por depreciación y retiros.			(1.702.563)	(80.334.166)	(1.415.502)	(6.220.359)	(1.106.389)	(416.562)	(1.839)	(748.594)	(91.945.974)	
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				977.849		5.298						983.147
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.		53.983		6.077.975	9.164	66.687	(299)			14.462		6.221.972
	Utilización repuestos				(9.683)					(474.925)	(409.339)		(893.947)
	Otros incrementos (decrementos).	(71.414.015)	1.114.059	(1.705.503)	50.402.415	33.114	12.900.968	819.230	(578.283)	29.738	(7.918.036)		(16.316.313)
	Total cambios		61.235.864	(66.588.612)	(26.869.277)	(408.910.431)	(2.067.359)	(1.047.919)	(8.024.229)	(416.562)	(447.026)	(10.964.346)	(464.099.897)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		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	

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

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

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	46.078	8.556.121
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	5.473.826	7.979.724
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	110.212.381	138.863.419

18.5.- Costo por intereses.

Durante el período y ejercicio terminados al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 respectivamente, no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

19.- DETERIORO DE ACTIVOS.

19.1.- 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 octubre de 2016, fluctuaron entre un 9% y un 12% para Chile y para Argentina tasas de descuento reales antes de impuestos que fluctúan entre un 13% y 14,2%.

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 31 de octubre de 2016.

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de octubre de 2016 y 2015 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2016 31-10-2016			01-10-2016 31-10-2016		
	Activos financieros	Plusvalía	Total	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(10.159.254)		(10.159.254)	(1.501.554)	0	(1.501.554)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	1.429.690		1.429.690	155.997	0	155.997

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2015 31-10-2015			01-10-2015 31-10-2015		
	Activos financieros	Plusvalía	Total	Activos financieros	Plusvalía	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(3.960.877)		(3.960.877)	(2.784.370)	0	(2.784.370)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	2.498.234		2.498.234	(152.346)	0	(152.346)

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de octubre de 2016 y 2015, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

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

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2016 31-10-2016			01-10-2016 31-10-2016		
	Eléctrico	Servicios	Total	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(10.098.090)	(61.164)	(10.159.254)	(1.495.352)	(6.202)	(1.501.554)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	(251.730)	1.681.420	1.429.690	38	155.959	155.997

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2015 31-10-2015			01-10-2015 31-10-2015		
	Eléctrico	Servicios	Total	Eléctrico	Servicios	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(3.885.140)	(75.737)	(3.960.877)	(2.725.288)	(59.082)	(2.784.370)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas	633.546	1.864.688	2.498.234	(322.825)	170.479	(152.346)

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-10-2016		31-12-2015	
	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía	218.033.233	218.033.233	271.231.498	271.231.498
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas	798.632.613	798.632.613	1.559.537.701	1.559.537.701

20.- **IMPUESTOS DIFERIDOS.**

20.1.- **Activos por impuestos diferidos.**

Activos por impuestos diferidos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	8.250.101	7.737.588
Relativos a intangibles.	352.730	3.136.171
Relativos a ingresos anticipados	1.310.999	2.148.454
Relativos a provisiones.	765.291	2.680.759
Relativos a contratos de moneda extranjera.	414.124	
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	9.796.780	9.244.754
Relativos a pérdidas fiscales.	19.474.482	38.837.060
Relativos a cuentas por cobrar.	21.265.917	12.986.341
Relativos a los inventarios.	1.598.298	1.936.902
Relativos a contratos de leasing.	1.405.255	
Concesiones IFRIC 12	235.395	1.248.357
Relativos a otros.	4.145.487	765.244
Total	69.014.859	80.721.630

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

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

20.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	49.193.625	150.944.771
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	142.126.948	220.227.141
Relativos a intangibles.	203.143.018	390.740.288
Relativos a acumulaciones (o devengos).	299.468	534.084
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	306.139	349.570
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.		1.738.506
Relativos a cuentas por cobrar.	388.267	352.637
Relativos a contratos de leasing.	345.834	316.943
Relativos a otros.	692.642	1.157.857
Relativos a propiedades de inversión.	73.597	35.182
Total	396.569.538	766.396.979

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	80.721.630	95.325.597
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	6.223.424	(3.765.296)
Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta.		(11.075.342)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	3.309.095	236.671
Transferencia por división social.	(21.239.290)	
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(11.706.771)	(14.603.967)
Total	69.014.859	80.721.630

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial	766.396.979	883.651.094
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	1.468.343	(14.645.998)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	(344.124)	
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, otras provisiones		(103.661.027)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	(149.492)	1.060.919
Transferencia por división social.	(370.802.168)	(8.009)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(369.827.441)	(117.254.115)
Total	396.569.538	766.396.979

20.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	31-10-2016			31-12-2015		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	69.014.859	(53.057.546)	15.957.313	80.721.630	(59.652.191)	21.069.439
Pasivos por impuestos diferidos.	(396.569.538)	53.057.546	(343.511.992)	(766.396.979)	59.652.191	(706.744.788)
Total	(327.554.679)	0	(327.554.679)	(685.675.349)	0	(685.675.349)

21.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

21.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-10-2016		31-12-2015	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	32.050.667	553.078.766	99.631.784	617.335.445
Préstamos bancarios.	US \$			1.473.282	11.333.703
Préstamos bancarios.	AR \$	9.586.748	12.731.881	9.356.811	5.433.008
Préstamos bancarios.	UF	83.124	41.491.564	63.388	40.461.752
Total préstamos bancarios		41.720.539	607.302.211	110.525.265	674.563.908
Obligaciones con el público (bonos)	UF	3.447.072	404.541.843	9.579.305	544.223.379
Pasivos de cobertura	US \$			3.385.725	
Pasivos de cobertura		0	0	3.385.725	0
Otros	UF			7.709.108	
Garantías de cilindros		0	0	7.709.108	0
Total		45.167.611	1.011.844.054	131.199.403	1.218.787.287

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

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

Saldos al 31 de octubre de 2016.

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		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años		10 o más años
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía	286				286							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Mensual	3,96%	3,96%	Sin Garantía					380							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Mensual	4,08%	4,08%	Sin Garantía					198							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL\$	Mensual	3,91%	3,91%	Sin Garantía					450							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				83.124	83.124	41.491.564						41.491.564
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al Vencimiento	4,57%	4,42%	Sin Garantía			583.194		583.194		50.311.035					50.311.035
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al Vencimiento	4,66%	4,51%	Sin Garantía			297.535		297.535		24.925.415					24.925.415
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL\$	Al Vencimiento	5,51%	5,30%	Sin Garantía				147.958	147.958	14.969.499						14.969.499
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL\$	Al Vencimiento	4,71%	4,47%	Sin Garantía			310.417		310.417	19.957.535						19.957.535
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL\$	Anual	5,48%	5,36%	Sin Garantía		554.896			554.896		10.760.418					10.760.418
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Semestral	4,35%	4,35%	Sin Garantía			279.099		279.099		22.425.095					22.425.095
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,43%	4,43%	Sin Garantía		375.699		16.503.180	16.878.879							0
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,68%	5,45%	Sin Garantía				238.438	238.438		24.923.644					24.923.644
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL\$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía				182.600	182.600	19.951.508						19.951.508
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL\$	Al vencimiento	4,69%	4,50%	Sin Garantía			175.000		175.000	9.971.842						9.971.842
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,51%	4,51%	Sin Garantía		296.908			296.908	15.000.000						15.000.000
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,28%	4,28%	Sin Garantía				115.182	115.182	19.771.776						19.771.776
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,36%	4,36%	Sin Garantía				134.942	134.942	30.950.084						30.950.084
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,22%	4,22%	Sin Garantía				112.824	112.824	17.187.184						17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,60%	4,60%	Sin Garantía				21.376	21.376	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		664.264			664.264			24.919.154				24.919.154
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía		274.625			274.625			9.967.684				9.967.684
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía		96.875			96.875	5.000.000						5.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía				251.577	251.577	6.338.203						6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,13%	5,13%	Sin Garantía				98.528	98.528	2.505.154						2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	5,16%	4,95%	Sin Garantía		360.938			360.938	14.959.255						14.959.255
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía		108.472			108.472	2.200.000						2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,40%	4,40%	Sin Garantía				3.973	3.973	985.038						985.038
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,92%	4,92%	Sin Garantía				41.792	41.792	1.263.609						1.263.609
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía			33.226		33.226	2.233.678						2.233.678
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,49%	4,49%	Sin Garantía			21.258		21.258	1.623.289						1.623.289
Chile	TV Red S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,79%	4,79%	Sin Garantía				10.598	10.598	500.000						500.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				261.626	261.626	6.458.190						6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,04%	5,04%	Sin Garantía				139.440	139.440	4.000.000						4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				358.371	358.371	8.846.291						8.846.291
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				254.517	254.517	6.350.487						6.350.487
Chile	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,12%	4,91%	Sin Garantía			477.361		477.361	19.945.671						19.945.671
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				219.143	219.143	5.428.805						5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía				102.386	102.386	2.579.501						2.579.501
Chile	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	5,29%	5,29%	Sin Garantía				36.786	36.786	890.881						890.881
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,63%	4,63%	Sin Garantía				98.989	98.989	7.620.594						7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	5,14%	5,14%	Sin Garantía				350.063	350.063	8.819.438						8.819.438
Chile	Emel Norte S.A.	Banco de Chile	CL\$	Al vencimiento	4,53%	4,53%	Sin Garantía				268.974	268.974	17.238.242						17.238.242
Chile	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Banco Santander	CL\$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía				141.393	141.393	6.619.598						6.619.598
Chile	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,32%	4,32%	Sin Garantía		239.899			239.899	11.106.439						11.106.439
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	26,60%	26,60%	Sin Garantía		9.524	57.320	171.960	238.804	95.533						238.804
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Sobregiro	30,00%	30,00%	Sin Garantía	318.921				318.921							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	39,66%	39,66%	Sin Garantía					0							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,75%	33,75%	Sin Garantía		889	9.255	27.766	37.910	16.376						16.376
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,46%	33,46%	Sin Garantía		735	3.657	10.970	15.362	7.423						7.423
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	34,92%	34,92%	Sin Garantía		1.677	10.729	32.188	44.594							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,61%	32,61%	Sin Garantía		3.251	47.878	143.635	194.764							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,59%	32,59%	Sin Garantía		1.093	21.865	65.595	88.553							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	34,16%	34,16%	Sin Garantía	238.978				238.978							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	32,68%	32,68%	Sin Garantía		1.098	23.099	69.298	93.495							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	35,41%	35,41%	Sin Garantía		1.941	5.318	186.128	193.387							0

Saldos al 31 de octubre 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	31-10-2016	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	31-10-2016
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	43,45%	43,45%	Sin Garantía		18.857	100.429	301.286	420.571	143.300						143.300
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	39,47%	39,47%	Sin Garantía		29.403	84.625	253.876	367.904	453.784						453.784
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	39,10%	39,10%	Sin Garantía		23.166	82.331	246.992	352.489	477.667						477.667
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Mensual	26,00%	26,00%	Sin Garantía		3.537	88.667	269.538	361.742							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	33,00%	33,00%	Sin Garantía	1.101.686				1.101.686							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Rio	AR \$	Sobregiro	29,50%	29,50%	Sin Garantía	761.571				761.571							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	39,81%	39,81%	Sin Garantía		71.671	123.149	369.446	564.265							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	38,56%	38,56%	Sin Garantía		174.835	403.031	1.209.094	1.786.960	268.688						268.688
Argentina	Energía San Juan S.A.	SINDICADO V	AR \$	Mensual	35,59%	35,59%	Sin Garantía		76.286	310.483	931.450	1.318.219	9.935.467						9.935.467
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	24,47%	24,47%	Sin Garantía		21.125	82.599	247.797	351.521	773.820						773.820
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	39,15%	39,15%	Sin Garantía		24.096	77.108	231.325	332.529	525.434						525.434
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	36,00%	36,00%	Sin Garantía		7.021	54.964	164.893	226.878	34.389						34.389
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,00%	32,00%	Sin Garantía		686	3.773	11.319	15.778							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	34,25%	34,25%	Sin Garantía	77.993				77.993							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	36,25%	36,25%	Sin Garantía	81.874				81.874							0
Chile	Transnet S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,83%	5,66%	Sin Garantía		664.264			664.264			24.919.154				24.919.154
Chile	Transnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	6,02%	5,85%	Sin Garantía		411.937			411.937			14.951.527				14.951.527
Chile	Transnet S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,55%	4,55%	Sin Garantía				553.521	553.521			22.234.914				22.234.914
Chile	Comercial y Logística S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,38%	4,44%	Sin Garantía				5.081.819	5.081.819							0
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL \$	Al Vencimiento	4,27%	4,27%	Sin Garantía			63.823		63.823	4.000.000						4.000.000
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía		4.859	9.820	14.976	29.655							0
Chile	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual								0	2.763.236	2.763.236	2.763.236	2.763.236	10.823.499		21.876.443
Totales								2.582.349	5.001.888	3.363.653	30.772.649	41.720.539	233.846.280	159.953.433	102.923.330	99.755.669	10.823.499	0	607.302.211

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Mensual	3,58%	3,58%	Sin Garantía	9.808.843					9.808.843							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Mensual	3,95%	3,95%	Sin Garantía	439.186					439.186							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Mensual	4,16%	4,16%	Sin Garantía	77					77							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,85%	3,85%	Sin Garantía	7.531.750					7.531.750							0
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	1,59%	0,58%	Sin Garantía			63.388					40.461.752					40.461.752
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,96%	4,54%	Sin Garantía				13.313.416									13.313.416
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,33%	4,18%	Sin Garantía		905.667				905.667					49.817.077		49.817.077
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco BBVA	CL \$	Al Vencimiento	4,42%	4,27%	Sin Garantía		462.583				462.583					24.908.539		24.908.539
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al Vencimiento	4,61%	4,41%	Sin Garantía			235.200			235.200		14.946.510					14.946.510
Chile	Compañía General de Electricidad S.A.	Banco Scotiabank	CL \$	Al Vencimiento	5,11%	5,11%	Sin Garantía				8.517		8.517	19.920.328						19.920.328
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	6,43%	4,50%	Sin Garantía			242.500			242.500		19.998.043					19.998.043
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco BBVA	CL \$	Semestral	5,35%	5,33%	Sin Garantía				75.508		75.508		14.998.908					14.998.908
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Bice	CL \$	Annual	2,71%	5,36%	Sin Garantía				65.754		65.754		10.755.818					10.755.818
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco de Chile	CL \$	Semestral	3,73%	4,07%	Sin Garantía		415.786				415.786		22.425.095					22.425.095
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	3,92%	4,39%	Sin Garantía			67.069			67.069		5.000.000					5.000.000
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	4,12%	4,51%	Sin Garantía			172.103			172.103		14.771.766					14.771.766
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Semestral	4,11%	4,50%	Sin Garantía			132.770			132.770		10.950.084					10.950.084
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,20%	4,69%	Sin Garantía				135.450		135.450	16.503.180						16.503.180
Chile	CGE Distribución S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,67%	5,45%	Sin Garantía			480.660			480.660				24.906.951			24.906.951
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	5,19%	4,98%	Sin Garantía			351.367			351.367		19.929.270					19.929.270
Chile	CGE Distribución S.A.	Banco Itaú	CL \$	Al vencimiento	5,15%	5,15%	Sin Garantía				25.750		25.750		9.960.657					9.960.657
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,76%	5,11%	Sin Garantía				5.024.131		5.024.131							0
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,83%	4,17%	Sin Garantía			228.947			228.947		17.187.184					17.187.184
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,02%	4,41%	Sin Garantía			63.712			63.712		5.592.492					5.592.492
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CL \$	Al vencimiento	5,66%	5,66%	Sin Garantía				180.806		180.806				24.902.518			24.902.518
Chile	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	5,85%	5,85%	Sin Garantía				74.750		74.750				9.961.007			9.961.007
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco de Chile	CL	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía		230.299				230.299		6.338.203					6.338.203
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco Santander	CL	Al vencimiento	3,88%	3,88%	Sin Garantía		90.720				90.720		2.505.154					2.505.154
Chile	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Banco BBVA	CL	Al vencimiento	5,01%	5,01%	Sin Garantía				108.550		108.550		14.942.746					14.942.746
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,00%	5,00%	Sin Garantía				15.278		15.278		2.200.000					2.200.000
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,50%	Sin Garantía			11.574			11.574		985.038					985.038
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,91%	3,91%	Sin Garantía			41.584			41.584		1.263.609					1.263.609
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,58%	4,58%	Sin Garantía			52.004			52.004				2.233.678			2.233.678
Chile	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,21%	4,21%	Sin Garantía			31.513			31.513		1.623.289					1.623.289
Chile	TV Red S. A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	5,36%	5,36%	Sin Garantía				2.680		2.680		500.000					500.000
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía		234.217				234.217		6.458.190					6.458.190
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,01%	4,01%	Sin Garantía			137.677			137.677		4.000.000					4.000.000
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía			320.826			320.826		8.846.291					8.846.291
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,92%	3,92%	Sin Garantía			233.726			233.726		6.350.487					6.350.487
Chile	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,91%	4,91%	Sin Garantía				141.844		141.844		19.923.659					19.923.659
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,84%	3,84%	Sin Garantía		196.885				196.885		5.428.805					5.428.805
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía		93.726				93.726		2.579.501					2.579.501
Chile	Empresa Eléctrica Arica S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	3,94%	3,94%	Sin Garantía			33.151			33.151		890.881					890.881
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,34%	4,34%	Sin Garantía			148.830			148.830		7.620.594					7.620.594
Chile	Empresa Eléctrica Iquique S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía		320.454				320.454		8.819.438					8.819.438
Chile	Emel Norte S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,12%	5,12%	Sin Garantía				17.242.102		17.242.102							0
Chile	Transmel S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	5,19%	5,19%	Sin Garantía				45.808		45.808		6.619.598					6.619.598
Chile	Transmel S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,61%	4,61%	Sin Garantía				81.067		81.067		11.106.439					11.106.439
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	27,03%	27,03%	Sin Garantía			2.203		39.470	41.673							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	28,76%	28,76%	Sin Garantía			3.535		133.347	136.882							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Mensual	28,36%	28,36%	Sin Garantía			11.275		236.977	248.252	37.413						37.413
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Macro	AR \$	Sobregiro	31,00%	31,00%	Sin Garantía	405.436					405.436							405.436
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Sobregiro	32,50%	32,50%	Sin Garantía	68.299					68.299							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,63%	33,63%	Sin Garantía			1.786		129.252	131.038							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,00%	32,00%	Sin Garantía			1.387		42.382	43.769	50.648						50.648
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,42%	33,42%	Sin Garantía			1.308		16.517	17.825	21.270						21.270
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,66%	33,66%	Sin Garantía			6.381		194.425	200.806	15.208						15.208
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	32,97%	32,97%	Sin Garantía			7.090		371.193	378.283	152.083						152.083
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Sobregiro	33,14%	33,14%	Sin Garantía	678.834					678.834							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,76%	15,76%	Sin Garantía			685		41.194	41.879							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía			1.275		67.411	68.686							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	28,28%	28,28%	Sin Garantía			3.133		184.307	187.440	68.438						68.438
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	30,34%	30,34%	Sin Garantía			13.692		236.991	250.683	152.083						152.083
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	32,89%	32,89%	Sin Garantía			26.697		447.913	474.610	486.667						486.667
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Comafi	AR \$	Sobregiro	40,74%	40,74%	Sin Garantía	183.630					183.630							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	33,00%	33,00%	Sin Garantía	561.940					561.940							0
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Rio	AR \$	Sobregiro	36,81%	36,81%	Sin Garantía	797.236					797.236							0

Saldos al 31 de diciembre de 2015. (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	31-12-2015	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	31-12-2015	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Argentina	Energia San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Sobregiro	37,03%	37,03%	Sin Garantía	49.580					49.580							0
Argentina	Energia San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	34,00%	34,00%	Sin Garantía	112.300					112.300							0
Argentina	Energia San Juan S.A.	SINDICADO II	AR \$	Mensual	35,69%	35,69%	Sin Garantía			53.946	1.539.844		1.593.790	376.406						376.406
Argentina	Energia San Juan S.A.	SINDICADO III	AR \$	Mensual	33,88%	33,88%	Sin Garantía			81.725	2.053.125		2.134.850	2.053.125						2.053.125
Argentina	Energia San Juan S.A.	SINDICADO IV	AR \$	Mensual	33,54%	33,54%	Sin Garantía			101.102	243.333		344.435	1.946.667						1.946.667
Argentina	Energia San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	33,92%	33,92%	Sin Garantía			763	54.750		55.513							0
Argentina	Energia San Juan S.A.	Banco Patagonia	AR \$	Mensual	34,92%	34,92%	Sin Garantía			3.142	146.000		149.142	73.000						73.000
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	CLP	Al vencimiento	4,21%	4,68%	Sin Garantía				219.681		219.681	22.234.914						22.234.914
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	CLP	Al vencimiento	3,87%	4,24%	Sin Garantía		145.470	10.467.124			10.612.594							0
Chile	Transnet S.A.	Banco Crédito e Inversiones	CLP	Al vencimiento	5,66%	5,66%	Sin Garantía			180.805			180.805				24.902.518			24.902.518
Chile	Transnet S.A.	BancoEstado	CLP	Al vencimiento	5,85%	5,85%	Sin Garantía			112.125			112.125				14.941.510			14.941.510
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CL\$	Al vencimiento	5,43%	5,43%	Sin Garantía				6.502.941		6.502.941							0
Chile	Metrogas S.A.	Banco de Chile	CL \$	Al vencimiento	4,50%	4,60%	Sin Garantía			102.222			102.222	12.477.919						12.477.919
Chile	Metrogas S.A.	Banco Santander	CL \$	Al vencimiento	4,55%	4,60%	Sin Garantía			102.222			102.222	12.478.140						12.478.140
Chile	Metrogas S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,21%	4,46%	Sin Garantía			96.633			96.633	9.987.037						9.987.037
Chile	Metrogas S.A.	BancoEstado	US\$	Al vencimiento	1,12%	1,02%	Sin Garantía			3.472	1.420.320		1.423.792							0
Chile	Metrogas S.A.	Banco de Chile	US\$	Al vencimiento	1,70%	1,82%	Sin Garantía				49.490		49.490				11.333.703			11.333.703
Chile	Metrogas S.A.	Banco Santander	CL \$	Mensual	3,84%	3,84%	Sin Garantía	17.367.152					17.367.152							0
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,42%	4,42%	Sin Garantía				2.210		2.210	3.000.000						3.000.000
Chile	Tecnet S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	4,19%	4,19%	Sin Garantía		19.242				19.242	1.014.265						1.014.265
Chile	Comercial y Logística S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,38%	4,44%	Sin Garantía						0	4.999.254						4.999.254
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CL\$	Al vencimiento	4,43%	4,43%	Sin Garantía				4.000.492		4.000.492	19.904						19.904
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía			4.544	9.209		56.648							0
Chile	Ajuste Valor Justo diferencial tasas		CL \$	Mensual									0	7.703.800	7.703.800	7.703.800	7.703.800	21.793.757		52.608.957
Totales								20.637.111	21.161.325	3.008.904	65.717.925	110.525.265	132.483.521	316.971.529	7.703.800	195.611.301	21.793.757	0	674.563.908	

21.3.- Obligaciones con el público. (Bonos)

Saldos al 31 de octubre 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
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-10-2016	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	31-10-2016
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		1.479.591	1.479.591					71.501.299	71.501.184	143.002.483
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	187.619		187.619						12.849.575	12.849.575
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	863.963		863.963						52.124.405	52.124.405
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral		354.125	354.125						104.266.841	104.266.841
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020		561.774	561.774			8.390.728	8.390.728	41.953.642	33.563.441	92.298.539
Totales										1.051.582	2.395.490	3.447.072	0	0	8.390.728	8.390.728	113.454.941	274.305.446	404.541.843

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Corrientes			No Corrientes						
										Vencimientos		Total corrientes	Vencimientos						Total no corrientes
										1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	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	10 o más años	31-12-2015
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	2.518.126		2.518.126					46.468.344	92.936.576	139.404.920
542	BCGEI-J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	281.190		281.190						12.514.158	12.514.158
541	BCGEI-K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento		166.413	166.413						50.837.546	50.837.546
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	998.872		998.872						101.698.170	101.698.170
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,20%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.184.834		1.184.834				8.192.855	40.964.275	40.964.791	90.121.921
217	BMGAS-B-1	69.147	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	161.307		161.307	159.399	171.901	184.403	196.905	860.117		1.572.725
217	BMGAS-B-2	622.318	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	1.315.134		1.315.134	1.434.601	1.547.119	1.659.637	1.772.155	7.740.947		14.154.459
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		98.892	98.892						20.302.446	20.302.446
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final		395.566	395.566						81.209.784	81.209.784
344	BMGAS-F	1.499.998	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.458.971		2.458.971	4.271.524	4.271.524	4.271.524	4.271.524	15.321.154		32.407.250
Totales										8.918.434	660.871	9.579.305	5.865.524	5.990.544	6.115.564	14.433.439	111.354.837	400.463.471	544.223.379

21.4.- Otros.

Al 31 de diciembre de 2015 este saldo corresponde a costo de prepago de bono EMEL-D.

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

El detalle de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	148.155.082	142.956.488		
Proveedores de energía y otros gas.		7.592.794		
Retenciones.	17.077.755	18.077.852		
Dividendos por pagar.	1.608.648	2.188.993		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	12.630.144	13.354.888		
Proveedores no energéticos.	63.148.081	67.626.116		
Proveedores de importación.	675.322	872.843		
Acreeedores varios.	23.710.117	19.031.849	730.416	504.093
Otros.	5.308.005	4.602.683	5.991	5.828
Total	272.313.154	276.304.506	736.407	509.921

(*) Ver Nota N° 4.4.

Los principales proveedores de la sociedad y subsidiarias son Engie Energía Chile (ex E-CL), Colbún S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A., y AES Gener S.A.

22.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Vacaciones del personal.	7.567.797	8.705.098		
Bonificaciones de feriado	1.038.289	749.479		
Participación sobre resultados.	3.570.945	3.736.466		
Participación del directorio.	53.469	163.845		
Aguinaldos.	399.644			
Total	12.630.144	13.354.888	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$
Hasta 30 días	19.045.221	214.602.959	23.964.808	257.612.988
Entre 31 y 60 días	2.044.450		1.209.380	3.253.830
Entre 61 y 90 días			2.835.232	2.835.232
Entre 91 y 120 días			3.966.258	3.966.258
Entre 121 y 365 días			3.295.272	3.295.272
Más de 365 días			736.407	736.407
Total	21.089.671	214.602.959	36.007.357	271.699.987

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$	31-10-2016 M\$
Hasta 30 días	319.852	705.670	171.852	1.197.374
Entre 31 y 60 días	41.452		45.963	87.415
Entre 61 y 90 días	21.384	21.656	21.745	64.785
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	382.688	727.326	239.560	1.349.574

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	20.647.983	198.612.380	26.247.409	245.507.772
Entre 31 y 60 días	5.199.884	792.775	2.486.260	8.478.919
Entre 61 y 90 días	2.803	662	1.017.399	1.020.864
Entre 91 y 120 días	22.579	2.914	4.801.540	4.827.033
Entre 121 y 365 días	7.448.014	70.875	7.316.721	14.835.610
Más de 365 días			509.921	509.921
Total	33.321.263	199.479.606	42.379.250	275.180.119

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2015 M\$
Hasta 30 días	349.217	917.189	179.791	1.446.197
Entre 31 y 60 días	53.989		56.554	110.543
Entre 61 y 90 días	13.247	24.811	39.510	77.568
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	416.453	942.000	275.855	1.634.308

23.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

23.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	7.130.938	4.712.418	474.885	473.324
Participación en utilidades y bonos.	4.106.781	5.433.776		
Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.				80.912
Otras provisiones.	810.258	6.219.332	1.140.027	803.461
Total	12.047.977	16.365.526	1.614.912	1.357.697

23.1.1.- 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 34).

23.1.2.- 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.

23.1.3.- Otras provisiones.

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

23.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de octubre 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\$	31-10-2016 M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	5.185.742	5.433.776	80.912	7.022.793	17.723.223
Provisiones adicionales.	1.678.043	484.480			2.162.523
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.833.804	4.870.183		561.700	8.265.687
Provisión utilizada.	(1.607.048)	(6.672.793)		(51.087)	(8.330.928)
Reversión de provisión no utilizada.	(124.138)	(8.865)		(35.116)	(168.119)
Transferencia por división social			(80.912)	(5.548.005)	(5.628.917)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(360.580)				(360.580)
Total cambio en provisiones	2.420.081	(1.326.995)	(80.912)	(5.072.508)	(4.060.334)
Saldo al 31 de octubre de 2016	7.605.823	4.106.781	0	1.950.285	13.662.889

Saldos al 31 diciembre de 2015.

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\$	31-12-2015 M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	3.971.986	8.962.005		8.453.585	21.387.576
Provisiones adicionales.	1.049.574	86.227		589.333	1.725.134
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.681.196	3.061.516		(1.497.979)	6.244.733
Provisión utilizada.	(3.582.457)	(3.374.470)		(529.592)	(7.486.519)
Reversión de provisión no utilizada.	(677.234)	(3.301.502)		(495.168)	(4.473.904)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(159.786)			800.004	640.218
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	(97.537)		42.392	(346.929)	(402.074)
Otro incremento (decremento).			38.520	49.539	88.059
Total cambio en provisiones	1.213.756	(3.528.229)	80.912	(1.430.792)	(3.664.353)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	5.185.742	5.433.776	80.912	7.022.793	17.723.223

24.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

24.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	6.145	447.925	16.427.324	19.740.381
Provisión premio de antigüedad.			917.180	651.699
Provisión beneficios post-jubilatorios.	14.478	18.439	15.735.139	15.876.165
Total	20.623	466.364	33.079.643	36.268.245

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	19.727.511	29.093.535	651.699	936.233	15.762.951	17.126.585
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	877.276	2.116.173	122.772	(22.188)	195.149	(274.280)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	659.600	414.452	35.893	15.916	843.525	580.242
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	694.894	(187.638)	116.400	(134.381)	152.661	(365.741)
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(68.690)	(67.605)			(161.850)	(159.294)
Transferencia por División Social	(4.726.605)					
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.		(7.819.817)				
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(730.517)	(3.821.589)	(9.584)	(143.881)	(1.042.819)	(1.144.561)
Total cambios en provisiones	(3.294.042)	(9.366.024)	265.481	(284.534)	(13.334)	(1.363.634)
Total	16.433.469	19.727.511	917.180	651.699	15.749.617	15.762.951

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	16.433.469	19.727.511	917.180	651.699	15.749.617	15.762.951
Otros importes reconocidos en el balance.		460.795				131.653
Total	16.433.469	20.188.306	917.180	651.699	15.749.617	15.894.604

24.4.- 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		Linea del estado de resultados
	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	877.276	1.387.844	122.772	(10.285)	195.149	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	659.600	348.034	35.893	13.245	843.525	391.726	
Total	1.536.876	1.735.878	158.665	2.960	1.038.674	52.148	

24.5.- Hipótesis actuariales

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	1,70%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de octubre de 2016, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Mercer (Argentina) S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de octubre de 2016, 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	3.681.616	(3.083.538)

25.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos. (*)	1.389.947	1.320.088		
Aportes reembolsables.	1.208.318	623.639		
Garantías recibidas en efectivo.	2.612.200	2.376.208		
Otros.			2.095.755	
Total	5.210.465	4.319.935	2.095.755	0

25.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	1.332.260	209.278		
Garantías (pago anticipado de clientes).		51.800		
Gas por entregar.		342.560		
Otros ingresos diferidos.	57.687	716.450		
Total	1.389.947	1.320.088	0	0

El movimiento de este rubro al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	1.320.088	4.516.442
Adiciones.	56.051.181	48.953.277
Imputación a resultados.	(54.233.294)	(47.229.651)
Transferencia por división social	(1.747.769)	
Disminución por transferencias a pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		(4.675.719)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(259)	42.563
Ganancia (pérdida) otros.		(286.824)
Total	1.389.947	1.320.088

25.2.- Contratos de construcción.

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

25.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	33.623.694	17.685.449	5.426.594	2.749.879
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(25.914.363)	(9.580.320)	(3.588.574)	(1.175.270)
Total	7.709.331	8.105.129	1.838.020	1.574.609

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

Detalle	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	33.139.573	19.690.209
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.		4.081.809
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	1.332.260	4.291.087

25.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	3.055.638	2.277.274	PER - FNDR

26.- PATRIMONIO NETO.

26.1.- Gestión de capital.

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

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

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

26.2.- Capital suscrito y pagado.

Al 31 de diciembre de 2015, el capital social autorizado, suscrito y pagado ascendía a la suma M\$ 1.370.886.000.

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. Manifestaron su voluntad de ejercer derecho a retiro 44 accionistas por un total de 1.879.034 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.

26.3.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de octubre de 2016 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 1.991.959.929, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

26.4.- Dividendos.

Durante el período terminado al 31 de octubre de 2016 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 no se han pagado dividendos.

26.5.- Reservas.

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

26.5.1.- 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).

26.5.2.- 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.

26.5.3.- Reservas de disponibles para la venta.

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

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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de octubre

de 2016 asciende a M\$ 92.116 (M\$ 538.085 al 31 de diciembre de 2015), ambos netos de impuestos diferidos.

26.5.5.- Otras reservas.

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

26.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el período terminado al 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Utilidades (pérdidas) acumuladas	240.048	(31.864.117)
Resultado del período o ejercicio	61.915.921	46.048.660
Total	62.155.969	14.184.543

26.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de octubre de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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		
			31-10-2016	31-12-2015		Participación no controladora en patrimonio		
			%	%		31-10-2016	31-12-2015	
					M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Cía. General de Electricidad S.A.	Chile	0,00000%	2,63500%			35.565.500	1.435.381
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	0,00000%	48,16216%		18.480.017	178.597.120	25.306.639
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	620.152.091	17.839.939
76.560.818-K	Gas Natural Chile S.A.	Chile	0,00000%	43,37562%		10.843.622		
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	0,00000%	49,00000%			18.093.641	6.568.531
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	0,00000%	40,00000%		(167.605)	3.080.612	310.768
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	0,00000%	43,30220%		(122)	9.280.066	203.477
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	0,00000%	43,30000%		(4)	(5.360)	(1.198)
96.856.650-4	Innergy Holdings s.A.	Chile	0,00000%	40,00000%		456.271	5.739.999	566.648
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,83508%	44,83508%	19.447.624	2.192.872	18.925.639	2.704.506
0-E	Inversiones GLP S.A.S. ESP	Colombia	0,00000%	29,96797%			8.040.838	619.432
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,32083%	7,44670%	4.027.061	168.484	4.035.835	435.291
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41607%	11,41698%	4.777.793	377.950	4.793.012	810.493
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	1,78285%	1,78285%	16.951.430	81.101	16.903.187	223.610
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	0,00000%	30,00000%			2.521.216	368.769
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,39943%	0,39943%	2.155.994	111.411	2.108.127	110.733
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	5,84091%	5,88483%	1.673.451	128.808	1.661.465	210.043
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,65635%	0,67284%	4.087.335	179.134	4.024.459	172.935
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,57355%	0,36893%	2.167.097	46.539	2.420.936	106.294
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	0,00000%	1,80864%				267
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	521.972	52.262	469.831	69.011
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	258.597	3.729	253.586	33.096
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	366.674	23.774	355.338	49.830
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	195.779	27.123	168.656	33.598
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	18.541.400	(6.510)	18.548.732	3.547
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	(50.399)	(49.178)	(375)	759
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	0,00000%	0,10000%		140	111	(125)
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	60	6	55	8
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00001%	0,00001%	6	(2)	9	1
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	0,00000%	0,00500%		152	210	542
Total					75.121.874	55.716.007	955.734.536	58.182.825

26.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Transacciones efectuadas al 31 de octubre de 2016 y diciembre de 2015.

Sociedad	31-10-2016				
	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

Sociedad	31-12-2015				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	81.700	0,12587%	13.889	12.088	1.801
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	227.574	0,00091%	93.305	68.087	25.218
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	1.677	0,04392%	461	367	94
Total			107.655	80.542	27.113

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”.

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

Movimientos al 31 de octubre de 2016.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-10-2016	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			61.915.921			55.716.007			117.631.928
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(11.882.570)		(11.882.570)	(16.835)		(16.835)	(11.899.405)	0	(11.899.405)
Total movimientos del período o ejercicio	(11.882.570)	0	(11.882.570)	(16.835)	0	(16.835)	(11.899.405)	0	(11.899.405)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(9.723.183)		(9.723.183)	(1.115.255)		(1.115.255)	(10.838.438)		(10.838.438)
Total movimientos del período o ejercicio	(9.723.183)	0	(9.723.183)	(1.115.255)	0	(1.115.255)	(10.838.438)	0	(10.838.438)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(617.771)	166.798	(450.973)	34.740	(9.347)	25.393	(583.031)	157.451	(425.580)
Total movimientos del período o ejercicio	(617.771)	166.798	(450.973)	34.740	(9.347)	25.393	(583.031)	157.451	(425.580)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	(4.842.371)		(4.842.371)	(8.406.147)		(8.406.147)	(13.248.518)		(13.248.518)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.842.371)	0	(4.842.371)	(8.406.147)	0	(8.406.147)	(13.248.518)	0	(13.248.518)
Total resultado integral			35.016.824			46.203.163			81.219.987

Movimientos al 31 de octubre de 2015.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-10-2015	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			48.795.091			57.493.570			106.288.661
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	(10.477.413)	306.884	(10.170.529)	(1.813.789)	249.419	(1.564.370)	(12.291.202)	556.303	(11.734.899)
Total movimientos del período o ejercicio	(10.477.413)	306.884	(10.170.529)	(1.813.789)	249.419	(1.564.370)	(12.291.202)	556.303	(11.734.899)
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	3.623.764		3.623.764	5.065.928		5.065.928	8.689.692		8.689.692
Total movimientos del período o ejercicio	3.623.764	0	3.623.764	5.065.928	0	5.065.928	8.689.692	0	8.689.692
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	1.177.235	(317.853)	859.382	86.189	(7.409)	78.780	1.263.424	(325.262)	938.162
Total movimientos del período o ejercicio	1.177.235	(317.853)	859.382	86.189	(7.409)	78.780	1.263.424	(325.262)	938.162
Total resultado integral			43.107.708			61.073.908			104.181.616

27.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

27.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
Ventas	1.196.144.225	1.145.633.911	116.884.563	112.553.096
Venta de energía.	1.162.109.331	1.119.082.579	113.736.936	109.282.833
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	34.034.894	26.551.332	3.147.627	3.270.263
Prestaciones de servicios	190.770.363	170.933.202	19.414.597	18.342.592
Recargos regulados, peajes y transmisión.	119.055.276	108.432.974	11.790.121	12.337.455
Arriendo de equipos de medida.	3.681.160	3.408.189	363.925	361.008
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	4.163.705	4.490.407	431.655	594.014
Apoyos en postación.	1.234.238	1.220.335	127.067	94.386
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	56.469.020	40.793.067	5.469.663	3.835.092
Servicios de televisión por cable	4.051.274	3.949.309	412.370	401.049
Servicios de call center	702.641	3.171.577	51.640	428.027
Otras prestaciones	1.413.049	5.467.344	768.156	291.561
Total	1.386.914.588	1.316.567.113	136.299.160	130.895.688

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 31 de octubre de 2016 y 2015.

27.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	1.032.821	953.546	42.800	33.118
Otros ingresos de operación.	688.374	1.612.143	96.871	129.783
Total	1.721.195	2.565.689	139.671	162.901

28.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015 que se adjunta, se descomponen como se indica en 28.1, 28.2, 28.3 y 28.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta.	1.146.490.190	1.099.206.971	107.842.450	106.497.456
Costo de administración.	110.648.380	80.995.023	15.624.372	8.618.906
Otros gastos por función.	6.121.911	6.098.338	783.795	638.474
Total	1.263.260.481	1.186.300.332	124.250.617	115.754.836

28.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	948.840.410	910.474.312	88.728.958	86.331.903
Compra de gas.	8.084.633	7.443.124	1.025.974	723.929
Gastos de personal.	93.268.965	87.050.069	9.436.458	8.529.022
Gastos de operación y mantenimiento.	73.833.266	77.899.045	7.468.230	8.966.770
Gastos de administración.	64.898.514	31.684.973	10.059.669	2.577.106
Costos de mercadotecnia.	986.461	699.284	167.237	108.300
Depreciación.	48.905.577	48.619.672	4.870.711	4.804.387
Amortización.	311.166	3.957.341	491.074	339.755
Otros gastos varios de operación.	24.131.489	18.472.512	2.002.306	3.373.664
Total	1.263.260.481	1.186.300.332	124.250.617	115.754.836

28.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	83.937.686	75.419.454	9.164.333	10.658.374
Beneficios a corto plazo a los empleados.	6.238.546	6.545.269	(126.529)	(2.187.484)
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	552.217	1.127.403	71.448	(220.094)
Beneficios por terminación.	1.582.458	643.428	219.628	161.967
Otros beneficios a largo plazo.		76.480		590
Otros gastos de personal.	958.058	3.238.035	107.578	115.669
Total	93.268.965	87.050.069	9.436.458	8.529.022

28.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación y retiros				
Costo de ventas.	46.880.303	47.081.828	4.576.430	4.582.776
Gasto de administración.	2.025.274	1.537.844	294.281	221.611
Otras ganancias (pérdidas).	5.599.211	6.174.482	540.487	738.718
Total depreciación	54.504.788	54.794.154	5.411.198	5.543.105
Amortización				
Costo de ventas.	267.314	3.871.988	489.766	330.633
Gasto de administración.	43.852	85.353	1.308	9.122
Total amortización	311.166	3.957.341	491.074	339.755
Total	54.815.954	58.751.495	5.902.272	5.882.860

28.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(5.599.211)	(6.174.482)	(540.487)	(738.718)
Venta de chatarra.	406.869	756.643	(65.319)	80.586
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.115.749	1.827.209	363.285	(2.603)
Venta acciones.	911			
Juicios o arbitrajes.	(4.562.234)	(4.255.657)	(85.184)	(87.027)
Remuneraciones del directorio.	(266.544)	(268.843)	(26.042)	(2.290)
Participación utilidad del directorio.	(27.547)	(30.465)	(3.514)	(5.910)
Remuneraciones comité de directores.	(2.339)	(3.213)	(262)	
Participación comité de directores	(3.220)	(3.385)	(391)	(657)
Otras (pérdidas) ganancias.	7.029.824	4.285.804	363.387	1.800.836
Aportes de terceros para financiar obras propias	4.577.918	2.314.195	521.542	375.779
Total	2.670.176	(1.552.194)	527.015	1.419.996

29.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	4.937.692	7.691.096	214.334	774.281
Ingresos por otros activos financieros.	8.704.379	13.485.383	285.828	1.747.584
Otros ingresos financieros.	594.356	651.450	102.448	130.362
Total ingresos financieros	14.236.427	21.827.929	602.610	2.652.227
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(64.735.562)	(74.046.378)	(3.492.078)	(8.156.607)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(14.504.550)	(27.532.150)	(1.484.522)	(1.964.704)
Otros gastos.	(1.298.638)	(1.654.482)	(155.367)	(237.870)
Total costos financieros	(80.538.750)	(103.233.010)	(5.131.967)	(10.359.181)
Total diferencias de cambio (*)	(14.491.035)	19.948	(69.907)	4.272
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(9.940.591)	(22.409.458)	(598.855)	(3.205.527)
Total	(90.733.949)	(103.794.591)	(5.198.119)	(10.908.209)

29.1.- Composición diferencias de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(62.099)	26.202	(10.699)	(7.703)
Otros activos financieros.	95.028.029	91.949.000	5.651.250	(9.179.399)
Otros activos no financieros.	86.303	21.174	(180)	(6.040)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	2.483	3.327	13	
Inventarios.	(8.401)	(497)	(3.069)	(6.353)
Total diferencias de cambio por activos	95.046.315	91.999.206	5.637.315	(9.199.495)
Diferencias de cambio por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(108.473)	71.390	(34.633)	(7.195)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(38.881)	(81.826)	(21.339)	31.561
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(109.389.996)	(91.968.822)	(5.651.250)	9.179.401
Total diferencias de cambio por pasivos	(109.537.350)	(91.979.258)	(5.707.222)	9.203.767
Total diferencia de cambios neta	(14.491.035)	19.948	(69.907)	4.272

29.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	1.761		55	
Otros activos financieros.		1.533		1.533
Otros activos no financieros.	293.725	4.511		(80.419)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	452.208	318.181	17.706	(3.577)
Activos por impuestos.	274.369	859.940	58.445	140.480
Total unidades de reajuste por activos	1.022.063	1.184.165	76.206	58.017
Unidades de reajuste por pasivos				
Otros pasivos financieros.	(10.804.431)	(23.422.457)	(637.459)	(3.235.360)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(115.185)	(163.202)	(36.096)	(25.682)
Pasivos por impuestos.	(40.659)		(1.424)	
Provisiones por beneficios a los empleados.	(2.269)	(5.447)	(74)	(195)
Otros pasivos no financieros.	(110)	(2.517)	(8)	(2.307)
Total unidades de reajuste por pasivos	(10.962.654)	(23.593.623)	(675.061)	(3.263.544)
Total unidades de reajuste neto	(9.940.591)	(22.409.458)	(598.855)	(3.205.527)

30.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el período terminado al 31 de octubre de 2016 se procedió a calcular y contabilizar el impuesto a la renta con una tasa del 24%, en base a lo dispuesto por la Ley N° 20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, esta se encuentra calculada con una tasa del 22,5%.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2017 dicho impuesto se fijó en 25,5%. 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 será 25,5% y a contar del año 2018 la tasa será 27%.

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

Durante los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 8.657.768 y M\$ 5.905.460, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(12.732.300)	(9.638.114)	(2.219.301)	389.261
Ajustes al impuesto corriente de períodos anteriores.	415.964	(266.234)		(9.357)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(12.316.336)	(9.904.348)	(2.219.301)	379.904
Impuestos diferidos				
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	3.654.081	3.554.547	371.709	(805.753)
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.	4.487	444.341	2.334	13.925
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	3.658.568	3.998.888	374.043	(791.828)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(8.657.768)	(5.905.460)	(1.845.258)	(411.924)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2016	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2015
	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias				
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(679.677)	(1.808.930)	(125.561)	(152.452)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(11.636.659)	(8.095.420)	(2.093.740)	532.353
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(12.316.336)	(9.904.350)	(2.219.301)	379.901
Impuestos diferidos				
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	1.052.255	1.433.967	821.096	(160.471)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	2.606.313	2.564.923	(447.053)	(631.354)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	3.658.568	3.998.890	374.043	(791.825)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(8.657.768)	(5.905.460)	(1.845.258)	(411.924)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2016	01-01-2016	01-01-2015	01-01-2015	01-10-2016	01-10-2016	01-10-2015	01-10-2015
	31-10-2016	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2015	31-10-2016	31-10-2016	31-10-2015	31-10-2015
	M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	41.446.488		32.937.743		8.032.276		5.587.014	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(9.947.157)	24,0%	(7.410.992)	22,5%	(1.927.746)	24,0%	(1.257.078)	22,5%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	4.478.660	-10,8%	187.956	-0,6%	529.982	-6,6%	4.301.121	-77,0%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	8.987.274	-21,7%	4.746.175	-14,4%	6.624.028	-82,5%	(4.244.477)	76,0%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(8.337.891)	20,1%	(2.894.189)	8,8%	(7.808.104)	97,2%	1.659.828	-29,7%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	622.856	-1,5%	(643.169)	2,0%	809.625	-10,1%	(679.435)	12,2%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(4.461.510)	10,8%	108.759	-0,3%	(73.043)	0,9%	(191.883)	3,4%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	1.289.389	-3,1%	1.505.532	-4,6%	82.488	-1,0%	845.154	-15,1%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(8.657.768)	20,9%	(5.905.460)	17,9%	(1.845.258)	23,0%	(411.924)	7,4%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2016			01-01-2015			01-10-2016			01-10-2015		
	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.	(11.899.405)		(11.899.405)	(12.291.202)	556.303	(11.734.899)	5.073.758	0	5.073.758	(17.650.039)	97.622	(17.552.417)
Diferencia de cambio por conversión.	(10.838.438)		(10.838.438)	8.689.692		8.689.692	(109.038)		(109.038)	(3.064.147)		(3.064.147)
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	(13.248.518)		(13.248.518)				0		0			
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(583.031)	157.451	(425.580)	1.263.424	(325.262)	938.162	(662.935)	179.117	(483.818)	308.276	(63.045)	245.231
Total		157.451		231.041			179.117		34.577			

31.- GANANCIAS POR ACCION.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	61.915.921	48.795.091
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	31,08	35,59
Cantidad de acciones	1.991.959.929	1.370.886.000

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

32.- INFORMACION POR SEGMENTO.

32.1.- Criterios de segmentación.

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

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables a nivel de estado de situación por el período intermedio terminado al 31 de octubre y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, respectivamente, y a nivel de estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por el período de diez meses terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015, es la siguiente:

32.2.- Cuadros patrimoniales.

32.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Efectivo y equivalentes al efectivo.	13.075.825	15.575.167		21.949.482	2.783.654	789.295	56.345.620	21.824.540			72.205.099	60.138.484
Otros activos financieros.								3.712			0	3.712
Otros activos no financieros.	1.282.663	2.622.031		2.336.588	879.977	559.434	53.507	54.513			2.216.147	5.572.566
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	340.708.483	384.327.579		40.126.410	6.691.227	6.613.574	282.304	216.210		(1)	347.682.014	431.283.772
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	83.319.767	34.234.703		7.985.817	35.406.890	30.936.830	58.348.403	51.210.854	(176.172.099)	(116.438.561)	902.961	7.929.643
Inventarios.	3.210.374	2.939.661		6.793.017	16.772.119	16.651.375			1		19.982.494	26.384.053
Activos por impuestos.	6.394.219	13.147.272		13.634.980	294.125	503.305	19.368.874	9.199.828	(13.030.237)	(6.022.974)	13.026.981	30.462.411
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.	447.991.331	452.846.413	0	92.826.294	62.827.992	56.053.813	134.398.708	82.509.657	(189.202.335)	(122.461.536)	456.015.696	561.774.641
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	541.034		626.882.610				109.595.586			545.145	737.019.230
Total activos corrientes	448.536.476	453.387.447	0	719.708.904	62.827.992	56.053.813	134.398.708	192.105.243	(189.202.335)	(122.461.536)	456.560.841	1.298.793.871
ACTIVOS NO CORRIENTES												
Otros activos financieros.				3.682		16.520	175.001	141.325.209			175.001	141.345.411
Otros activos no financieros.	85.090	85.090		865.620							85.090	950.710
Cuentas por cobrar.	16.455.776	17.218.914		44.136	1.072.906	1.005.070					17.528.682	18.268.120
Inventario.					1.489.701	1.623.967					1.489.701	1.623.967
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.				6.583.188			20.310.417	20.000.000	(20.310.417)	(20.000.000)	0	6.583.188
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	15.211.946	17.015.135		37.663.684	45.974	45.582	1.815.684.370	1.663.270.686	(1.815.342.457)	(1.662.843.262)	15.599.833	55.151.825
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	258.239.070	256.509.901		4.066.196	16.242.028	16.331.917	592.623.507	1.331.999.053			867.104.605	1.608.907.067
Plusvalía.	203.800.788	203.800.788		9.147.073	808.051	808.051	13.424.394	57.475.586			218.033.233	271.231.498
Propiedades, planta y equipo.	1.619.382.438	1.559.413.444		850.347.664	58.986.698	62.976.135	121.692	118.761			1.678.490.828	2.472.856.004
Propiedad de inversión.	4.871.249	5.409.260			2.741.614	2.793.281	661.884	661.884			8.274.747	8.864.425
Activos por impuestos diferidos.	4.583.812	6.931.961		7.466.504	6.400.753	5.886.469	4.972.748	784.505			15.957.313	21.069.439
Total activos no corrientes	2.122.630.169	2.066.384.493	0	916.187.747	87.787.725	91.486.992	2.447.974.013	3.215.635.684	(1.835.652.874)	(1.682.843.262)	2.822.739.033	4.606.851.654
TOTAL ACTIVOS	2.571.166.645	2.519.771.940	0	1.635.896.651	150.615.717	147.540.805	2.582.372.721	3.407.740.927	(2.024.855.209)	(1.805.304.798)	3.279.299.874	5.905.645.525

32.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-10-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	36.037.587	57.926.408		30.074.322	5.175.297	4.078.592	3.954.727	39.120.081			45.167.611	131.199.403
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	250.314.615	221.016.449		34.639.907	18.377.565	15.832.800	3.617.782	4.816.357	3.192	(1.007)	272.313.154	276.304.506
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	63.905.552	72.397.315		1.486.656	2.657.533	1.011.167	115.915.125	46.298.660	(176.175.291)	(116.437.556)	6.302.919	4.756.242
Otras provisiones.	9.496.392	7.285.214		5.548.005	988.936	1.306.701	1.562.649	2.225.606			12.047.977	16.365.526
Pasivos por impuestos.	12.025.015	3.573.048		2.120.904	1.005.222	329.022			(13.030.237)	(6.022.974)	0	0
Provisiones por beneficios a los empleados.	20.623	26.264		440.100							20.623	466.364
Otros pasivos no financieros.	11.204.483	9.082.302		1.747.769	151.682	1.296.564	(6.145.700)	(7.806.700)			5.210.465	4.319.935
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	383.004.267	371.307.000	0	76.057.663	28.356.235	23.854.846	118.904.583	84.654.004	(189.202.336)	(122.461.537)	341.062.749	433.411.976
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.				413.068.808				37.147.216			0	450.216.024
Total pasivos corrientes	383.004.267	371.307.000	0	489.126.471	28.356.235	23.854.846	118.904.583	121.801.220	(189.202.336)	(122.461.537)	341.062.749	883.628.000
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	626.336.100	608.410.614		195.923.463	4.000.000	9.033.423	381.507.954	405.419.787			1.011.844.054	1.218.787.287
Cuentas por pagar.	778.872	589.593							(42.465)	(79.672)	736.407	509.921
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.				4.658.673	20.267.952	19.920.328		779.126.581	(20.267.952)	(19.920.328)	0	783.785.254
Otras provisiones.	1.614.912	1.276.785		80.912							1.614.912	1.357.697
Pasivo por impuestos diferidos.	182.262.793	186.169.903		170.404.892	1.649.616	2.092.774	159.599.583	348.077.219			343.511.992	706.744.788
Provisiones por beneficios a los empleados.	29.248.366	28.887.310		4.286.505	1.379.983	1.049.817	2.451.294	2.044.613			33.079.643	36.268.245
Otros pasivos no financieros.	2.095.755										2.095.755	0
Total pasivos no corrientes	842.336.798	825.334.205	0	375.354.445	27.297.551	32.096.342	543.558.831	1.534.668.200	(20.310.417)	(20.000.000)	1.392.882.763	2.747.453.192
TOTAL PASIVOS	1.225.341.065	1.196.641.205	0	864.480.916	55.653.786	55.951.188	662.463.414	1.656.469.420	(209.512.753)	(142.461.537)	1.733.945.512	3.631.081.192
PATRIMONIO												
Capital emitido.	832.597.953	832.845.795		136.133.418	124.748.382	124.748.382	1.516.802.640	1.370.886.000	(957.346.335)	(1.093.727.595)	1.516.802.640	1.370.886.000
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	222.517.910	178.837.450		154.712.494	(41.933.184)	(46.829.283)	203.387.455	14.184.543	(321.816.212)	(286.720.661)	62.155.969	14.184.543
Primas de emisión.	2.954.384	2.954.384		2.055.435	954	954			(2.955.338)	(5.010.773)	0	0
Acciones propias en cartera.		(247.842)					(4.437.424)			247.842	(4.437.424)	0
Otras reservas.	256.714.173	278.169.992		215.815.387	11.205.292	12.170.015	169.500.486	(66.240.746)	(541.708.648)	(506.155.394)	(104.288.697)	(66.240.746)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.314.784.420	1.292.559.779	0	508.716.734	94.021.444	90.090.068	1.885.253.157	1.318.829.797	(1.823.826.533)	(1.891.366.581)	1.470.232.488	1.318.829.797
Participaciones no controladoras.	31.041.160	30.570.956		262.699.001	940.487	1.499.549	34.656.150	432.441.710	8.484.077	228.523.320	75.121.874	955.734.536
Total patrimonio	1.345.825.580	1.323.130.735	0	771.415.735	94.961.931	91.589.617	1.919.909.307	1.751.271.507	(1.815.342.456)	(1.662.843.261)	1.545.354.362	2.274.564.333
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.571.166.645	2.519.771.940	0	1.635.896.651	150.615.717	147.540.805	2.582.372.721	3.407.740.927	(2.024.855.209)	(1.805.304.798)	3.279.299.874	5.905.645.525

32.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico				Gas				Servicios			
	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-10-2016 31-10-2016 M\$	01-10-2015 31-10-2015 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	1.349.702.554	1.284.699.089	132.746.594	127.370.893					101.517.635	92.739.115	9.532.401
Costo de ventas	(1.102.908.206)	(1.052.683.950)	(103.704.691)	(101.911.711)					(83.452.461)	(75.029.712)	(7.540.093)	(7.426.759)
Ganancia bruta	246.794.348	232.015.139	29.041.903	25.459.182	0	0	0	0	18.065.174	17.709.403	1.992.308	2.015.977
Otros ingresos, por función.	1.721.195	2.565.689	139.671	162.901								
Gasto de administración.	(114.667.736)	(93.798.330)	(14.665.245)	(9.845.455)					(12.188.587)	(11.604.296)	(1.908.953)	(1.057.747)
Otros gastos, por función.	(6.121.911)	(6.098.338)	(783.795)	(638.474)								
Otras ganancias (pérdidas).	3.160.435	(2.472.727)	609.256	1.555.693					1.052.961	3.006.033	107.355	76.833
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	130.886.331	132.211.433	14.341.790	16.693.847	0	0	0	0	6.929.548	9.111.140	190.710	1.035.063
Ingresos financieros.	3.940.481	8.564.860	187.725	1.457.776					1.090.732	1.561.376	112.544	93.891
Costos financieros.	(37.687.781)	(34.627.175)	(3.644.122)	(4.544.444)					(1.474.667)	(1.618.402)	(125.252)	(142.792)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.056.027	5.370.147	476.899	(192.627)					392	(169)	126	
Diferencias de cambio.	(139.367)	96.161	(36.334)	8.691					(75.618)	(70.137)	(33.395)	(4.558)
Resultados por unidades de reajuste.	(4.222.353)	(10.855.880)	(248.545)	(1.604.921)					77.539	112.339	5.887	16.084
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	96.833.338	100.759.546	11.077.413	11.818.322	0	0	0	0	6.547.926	9.096.147	150.620	997.688
Gasto por impuestos a las ganancias.	(20.323.171)	(11.321.542)	(2.483.844)	(2.335.971)					(1.332.284)	(1.919.076)	(188.386)	(414.697)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	76.510.167	89.438.004	8.593.569	9.482.351	0	0	0	0	5.215.642	7.177.071	(37.766)	582.991
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.					60.205.434	85.627.964		10.376.138				
Ganancia (pérdida)	76.510.167	89.438.004	8.593.569	9.482.351	60.205.434	85.627.964	0	10.376.138	5.215.642	7.177.071	(37.766)	582.991
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	73.595.205	85.601.143	8.233.688	8.889.031	31.571.347	52.545.378		6.383.317	5.774.614	7.054.100	328.814	553.651
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	2.914.962	3.836.861	359.881	593.320	28.634.087	33.082.586		3.992.821	(558.972)	122.971	(366.580)	29.340
Ganancia (pérdida)	76.510.167	89.438.004	8.593.569	9.482.351	60.205.434	85.627.964	0	10.376.138	5.215.642	7.177.071	(37.766)	582.991
Depreciación	45.967.244	45.598.268	4.635.332	4.545.239					2.915.327	3.014.544	232.989	257.906
Amortización	695.835	957.133	66.295	74.165					4.110.838	3.000.208	424.779	265.590
EBITDA	174.388.975	181.239.561	18.434.161	19.757.558	0	0	0	0	12.902.752	12.119.859	741.123	1.481.726

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Inversiones				Ajustes de consolidación				Consolidado			
	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.					(64.305.601)	(60.871.091)	(5.979.835)	(5.917.941)	1.386.914.588	1.316.567.113	136.299.160	130.895.688
Costo de ventas	4.495.507				35.374.970	28.506.691	3.402.334	2.841.014	(1.146.490.190)	(1.099.206.971)	(107.842.450)	(106.497.456)
Ganancia bruta	4.495.507	0	0	0	(28.930.631)	(32.364.400)	(2.577.501)	(3.076.927)	240.424.398	217.360.142	28.456.710	24.398.232
Otros ingresos, por función.	7.615.427	4.434.162	757.697	444.450	(7.615.427)	(4.434.162)	(757.697)	(444.450)	1.721.195	2.565.689	139.671	162.901
Gasto de administración.	(20.338.115)	(12.390.959)	(2.385.372)	(1.237.081)	36.546.058	36.798.562	3.335.198	3.521.377	(110.648.380)	(80.995.023)	(15.624.372)	(8.618.906)
Otros gastos, por función.									(6.121.911)	(6.098.338)	(783.795)	(638.474)
Otras ganancias (pérdidas).	550.837	(2.085.500)	(189.596)	(212.530)	(2.094.057)				2.670.176	(1.552.194)	527.015	1.419.996
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	(7.676.344)	(10.042.297)	(1.817.271)	(1.005.161)	(2.094.057)	0	0	0	128.045.478	131.280.276	12.715.229	16.723.749
Ingresos financieros.	14.319.471	18.335.082	851.669	1.789.606	(5.114.257)	(6.633.389)	(549.328)	(689.046)	14.236.427	21.827.929	602.610	2.652.227
Costos financieros.	(46.490.559)	(73.620.822)	(1.911.921)	(6.360.991)	5.114.257	6.633.389	549.328	689.046	(80.538.750)	(103.233.010)	(5.131.967)	(10.359.181)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	220.881.680	122.033.537	8.117.421	13.003.262	(220.803.140)	(121.951.457)	(8.079.280)	(13.039.161)	4.134.959	5.452.058	515.166	(228.526)
Diferencias de cambio.	(14.276.052)	(6.078)	(180)	135	2	2	2	4	(14.491.035)	19.948	(69.907)	4.272
Resultados por unidades de reajuste.	(5.795.777)	(11.665.917)	(356.197)	(1.616.690)					(9.940.591)	(22.409.458)	(598.855)	(3.205.527)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	160.962.419	45.033.505	4.883.521	5.810.161	(222.897.195)	(121.951.455)	(8.079.278)	(13.039.157)	41.446.488	32.937.743	8.032.276	5.587.014
Gasto por impuestos a las ganancias.	8.767.738	7.335.158	826.972	2.338.744	4.229.949		0		(8.657.768)	(5.905.460)	(1.845.258)	(411.924)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	169.730.157	52.368.663	5.710.493	8.148.905	(218.667.246)	(121.951.455)	(8.079.278)	(13.039.157)	32.788.720	27.032.283	6.187.018	5.175.090
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	(3.502.353)	(6.371.586)		(637.155)	28.140.127				84.843.208	79.256.378	0	9.738.983
Ganancia (pérdida)	166.227.804	45.997.077	5.710.493	7.511.750	(190.527.119)	(121.951.455)	(8.079.278)	(13.039.157)	117.631.928	106.288.661	6.187.018	14.914.073
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	153.304.182	137.733.162	5.713.290	97.220.524	(202.329.427)	(234.138.692)	(8.501.295)	(104.764.070)	61.915.921	48.795.091	5.774.497	8.282.453
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	12.923.622	(4.593.626)	(2.797)	(2.566.315)	11.802.308	25.044.778	422.017	4.582.454	55.716.007	57.493.570	412.521	6.631.620
Ganancia (pérdida)	166.227.804	133.139.536	5.710.493	94.654.209	(190.527.119)	(209.093.914)	(8.079.278)	(100.181.616)	117.631.928	106.288.661	6.187.018	14.914.073
Depreciación	23.006	6.860	2.390	1.242					48.905.577	48.619.672	4.870.711	4.804.387
Amortización	(4.495.507)								311.166	3.957.341	491.074	339.755
EBITDA	(12.699.682)	(7.949.937)	(1.625.285)	(791.389)	0	0	0	0	174.592.045	185.409.483	17.549.999	20.447.895

32.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile				Argentina				Consolidado			
	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-10-2016 31-10-2016	01-10-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.335.945.966	1.272.271.907	130.881.398	125.766.586	50.968.622	44.295.206	5.417.762	5.129.102	1.386.914.588	1.316.567.113	136.299.160	130.895.688

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015	01-01-2016 31-10-2016	01-01-2015 31-10-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	318.408.399	175.130.395			11.815.228	14.838.809	7.936.536	13.202.771	(48.131.205)	12.930.846	290.028.958	216.102.821
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(141.063.300)	(113.824.059)	(21.949.482)	(4.897.374)	(6.437.114)	(3.508.015)	79.905.737	(70.959.438)	(79.622.584)	(30.498.305)	(169.166.743)	(223.687.191)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(179.786.850)	(65.741.747)			(3.333.852)	(11.391.472)	(50.986.122)	(30.004.665)	125.418.717	17.567.459	(108.688.107)	(89.570.425)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(2.441.751)	(4.435.411)	(21.949.482)	(4.897.374)	2.044.262	(60.678)	36.856.151	(87.761.332)	(2.335.072)	0	12.174.108	(97.154.795)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(57.591)	29.793			(49.902)	7.467					(107.493)	37.260
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(2.499.342)	(4.405.618)	(21.949.482)	(4.897.374)	1.994.360	(53.211)	36.856.151	(87.761.332)	(2.335.072)	0	12.066.615	(97.117.535)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	15.575.167	15.105.906	21.949.482	56.726.757	789.294	311.663	19.489.469	93.396.496	2.335.072		60.138.484	165.540.822
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	13.075.825	10.700.288	0	51.829.383	2.783.654	258.452	56.345.620	5.635.164	0	0	72.205.099	68.423.287

33.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

33.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de octubre 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
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	31-10-2016 M\$
Activos corrientes	US \$	1.142.268	1.142.268		1.142.268				0	1.142.268
Activos corrientes	AR \$	72.396.661	19.385.545	20.139.125	39.524.670	646.321		32.225.670	32.871.991	72.396.661
Activos corrientes	EUR \$	48.821	48.821		48.821				0	48.821
Total activos en moneda extranjera	M/e	73.587.750	20.576.634	20.139.125	40.715.759	646.321	0	32.225.670	32.871.991	73.587.750
Pasivos corrientes	US \$	667.613	667.613		667.613				0	667.613
Pasivos corrientes	AR \$	58.699.193	34.027.537	10.286.074	44.313.611	13.206.766		1.178.816	14.385.582	58.699.193
Pasivos corrientes	EUR \$	42.700	42.700		42.700				0	42.700
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	59.409.506	34.737.850	10.286.074	45.023.924	13.206.766	0	1.178.816	14.385.582	59.409.506

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2015 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 \$	23.383.734	21.576.246	1.807.488	23.383.734				0	23.383.734
Activos corrientes	AR \$	71.229.262	23.179.135	12.335.192	35.514.327	847.586		34.867.349	35.714.935	71.229.262
Activos corrientes	EUR \$	16.016	16.016		16.016				0	16.016
Activos no corrientes	US \$	72.681.065			0	9.335.243	1.703.851	61.641.971	72.681.065	72.681.065
Activos no corrientes	AR \$	23.820.135			0	23.820.135			23.820.135	23.820.135
Total activos en moneda extranjera	M/e	191.130.212	44.771.397	14.142.680	58.914.077	34.002.964	1.703.851	96.509.320	132.216.135	191.130.212
Pasivos corrientes	US \$	31.632.274	19.365.393	12.266.881	31.632.274				0	31.632.274
Pasivos corrientes	AR \$	48.838.488	31.295.437	10.589.677	41.885.114	5.906.332		1.047.042	6.953.374	48.838.488
Pasivos corrientes	EUR \$	31.288	31.288		31.288				0	31.288
Pasivos no corrientes	US \$	802.404.457			0	782.710.889	19.664.841	28.727	802.404.457	802.404.457
Pasivos no corrientes	AR \$	6.533.224			0	6.533.224			6.533.224	6.533.224
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	889.439.731	50.692.118	22.856.558	73.548.676	795.150.445	19.664.841	1.075.769	815.891.055	889.439.731

33.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de octubre 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 31-10-2016 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\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	953.763	953.763		953.763				0	953.763
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	5.319.390	5.319.390		5.319.390				0	5.319.390
Otros activos no financieros.	AR \$	777.292	477.280	300.012	777.292				0	777.292
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	30.526.367	13.588.875	16.937.492	30.526.367				0	30.526.367
Inventarios.	US \$	188.505	188.505		188.505				0	188.505
Inventarios.	AR \$	2.901.621		2.901.621	2.901.621				0	2.901.621
Inventarios.	EUR \$	48.821	48.821		48.821				0	48.821
Derechos por cobrar.	AR \$	646.321			0	646.321			646.321	646.321
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	28.996.293			0			28.996.293	28.996.293	28.996.293
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.229.377			0			3.229.377	3.229.377	3.229.377
Total activos en moneda extranjera	M/e	73.587.750	20.576.634	20.139.125	40.715.759	646.321	0	32.225.670	32.871.991	73.587.750

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 31-12-2015 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 \$	10.672.474	10.672.474		10.672.474				0	10.672.474
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	7.734.004	7.734.004		7.734.004				0	7.734.004
Otros activos financieros.	US \$	216.755	3.977	212.778	216.755				0	216.755
Otros activos no financieros.	US \$	88.791		88.791	88.791				0	88.791
Otros activos no financieros.	AR \$	281.704	27.084	254.620	281.704				0	281.704
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	1.399.328	1.399.328		1.399.328				0	1.399.328
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	21.837.133	12.400.175	9.436.958	21.837.133				0	21.837.133
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	9.163.270	9.163.270		9.163.270				0	9.163.270
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	AR \$	1.363.306	1.363.306		1.363.306				0	1.363.306
Inventarios.	US \$	1.843.116	337.197	1.505.919	1.843.116				0	1.843.116
Inventarios.	AR \$	2.643.614		2.643.614	2.643.614				0	2.643.614
Inventarios.	EUR \$	16.016	16.016		16.016				0	16.016
Activos por impuestos.	AR \$	1.654.566	1.654.566		1.654.566				0	1.654.566
Otros activos no financieros.	US \$	4.152			0			4.152	4.152	4.152
Derechos por cobrar.	US \$	44.136			0	44.136			44.136	44.136
Derechos por cobrar.	AR \$	847.586			0	847.586			847.586	847.586
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	8.325.514			0	5.124.844	1.703.851	1.496.819	8.325.514	8.325.514
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	36.441.105			0	4.166.263		32.274.842	36.441.105	36.441.105
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	1.098.696			0	1.098.696			1.098.696	1.098.696
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	1.094.552			0			1.094.552	1.094.552	1.094.552
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	31.228.060			0			31.228.060	31.228.060	31.228.060
Plusvalía.	US \$	1.730.846			0			1.730.846	1.730.846	1.730.846
Propiedades, planta y equipo.	US \$	19.269.355			0			19.269.355	19.269.355	19.269.355
Propiedades, planta y equipo.	AR \$	22.721.439			0	22.721.439			22.721.439	22.721.439
Activos por impuestos diferidos.	US \$	5.771.405			0			5.771.405	5.771.405	5.771.405
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	3.639.289			0			3.639.289	3.639.289	3.639.289
Total activos en moneda extranjera	M/e	191.130.212	44.771.397	14.142.680	58.914.077	34.002.964	1.703.851	96.509.320	132.216.135	191.130.212

33.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de octubre de 2016.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-10-2016 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\$	
Pasivos financieros.	AR \$	9.586.748	470.891	9.115.857	9.586.748				0	9.586.748
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	667.613	667.613		667.613				0	667.613
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	33.556.646	33.556.646		33.556.646				0	33.556.646
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	42.700	42.700		42.700				0	42.700
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.169.240		1.169.240	1.169.240				0	1.169.240
Pasivos financieros.	AR \$	12.731.881			0	12.731.881			12.731.881	12.731.881
Otras provisiones	AR \$	474.885			0	474.885			474.885	474.885
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.178.816			0			1.178.816	1.178.816	1.178.816
Otros pasivos no financieros.	AR \$	977		977	977				0	977
Total pasivos en moneda extranjera		59.409.506	34.737.850	10.286.074	45.023.924	13.206.766	0	1.178.816	14.385.582	59.409.506

Saldos al 31 de diciembre de 2015.

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 31-12-2015 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.	US \$	4.859.007	3.472	4.855.535	4.859.007				0	4.859.007
Pasivos financieros.	AR \$	9.356.811		9.356.811	9.356.811				0	9.356.811
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	14.987.512	7.695.557	7.291.955	14.987.512				0	14.987.512
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	26.669.043	26.669.043		26.669.043				0	26.669.043
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	31.288	31.288		31.288				0	31.288
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	797.318.501	6.157.083	119.391	6.276.474	782.710.889	8.331.138		791.042.027	797.318.501
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	AR \$	2.511.204	2.511.204		2.511.204				0	2.511.204
Otras provisiones a corto plazo.	US \$	5.509.282	5.509.282		5.509.282				0	5.509.282
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	1.231.661		1.231.661	1.231.661				0	1.231.661
Pasivos por impuestos.	AR \$	2.115.189	2.115.189		2.115.189				0	2.115.189
Pasivos financieros.	US \$	11.333.703			0		11.333.703		11.333.703	11.333.703
Pasivos financieros.	AR \$	5.433.008			0	5.433.008			5.433.008	5.433.008
Otras provisiones	AR \$	473.324			0	473.324			473.324	473.324
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	28.727			0			28.727	28.727	28.727
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	6.533.224			0	6.533.224			6.533.224	6.533.224
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	1.047.042			0			1.047.042	1.047.042	1.047.042
Otros pasivos no financieros.	AR \$	1.205		1.205	1.205				0	1.205
Total pasivos en moneda extranjera		889.439.731	50.692.118	22.856.558	73.548.676	795.150.445	19.664.841	1.075.769	815.891.055	889.439.731

34.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

34.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

34.1.1.- 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 sólo 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 se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

34.1.2.- Nombre del Juicio: "Oyanedel Villagra Yasna y Otros con Eliqsa"
Fecha: 3 de abril de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Iquique.
Rol: 1.929-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Con fecha 31 de marzo de 2016, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 18 de junio de 2016, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Iquique, el que fue rechazado con fecha 13 de septiembre de 2016. Con fecha 1 de octubre de 2016, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

34.1.3.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Empresa Eléctrica Atacama S.A."
Fecha: 14 de octubre de 2011
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol N°: 4281-2011.
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro.
Cuantía: M\$177.700
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

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

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

34.1.5.- 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.

34.1.6.- 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.

34.1.7.- Nombre del Juicio: "Fernández con CONAFE".
Fecha inicio: 24 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de La Serena.
Rol N°: 9396-2014
Materia: Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Con fecha 30 de junio de 2016, se acogió parcialmente la demanda condenando por M\$ 10.000. Con fecha 28 de julio de 2016 la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.

34.1.8.- 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.

34.1.9.- 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 2013 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.

CGE Distribución S.A.:

34.1.10.- Nombre del Juicio: "Fisco con CGE Distribución S.A."
Fecha: 12 de noviembre de 2013.
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol N°: 10.037-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 306.320.
Estado: Con fecha 24 de agosto de 2015, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda. Con fecha 4 de septiembre de 2015, se presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 4 de marzo de 2016. Con fecha 18 de marzo de 2016, CGE Distribución presentó un recurso de casación ante la Corte Suprema, que fue rechazado con fecha 24 de mayo de 2016. Con fecha 27 de julio de 2016, se solicitó el cumplimiento incidental de la sentencia, el que se encuentra pendiente de tramitación.

34.1.11.- 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.

34.1.12.- 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.
34.1.13.-	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.
34.1.14.-	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.
34.1.15.-	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.
34.1.16.-	Nombre del Juicio:	“Uribe con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	17 de agosto de 2015.
	Tribunal:	1° juzgado de Letras de Melipilla.
	Rol N°:	1.295-2015.
	Materia:	Demanda Civil de indemnización de perjuicios por utilización gratuita de instalaciones que la demandante estima que son de su propiedad.
	Cuantía:	M\$1.350.000.
	Estado:	Con fecha 4 de julio de 2016, se citó a las partes a oír sentencia.
34.1.17.-	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.
34.1.18.-	Nombre del Juicio:	“Bustos con CGE Distribución S.A.”
	Fecha:	26 de noviembre de 2015.

- Tribunal: Juzgado Civil de Cauquenes.
 Rol N°: 733-2015.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
 Cuantía: M\$ 600.000.
 Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.19.- Nombre del Juicio: "Luis Suarez con CGE Distribución S.A."
 Fecha: 15 de enero de 2016.
 Tribunal: 5° Juzgado civil de Santiago.
 Rol N°: 17.184-2015.
 Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en propiedad de la demandante.
 Cuantía: M\$ 443.800.
 Estado: Etapa de discusión finalizada.

CGE Distribución como demandante:

- 34.1.20.- 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 25 de septiembre de 2015, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.21.- 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 5 de julio de 2016, se citó a las partes a oír sentencia.
- 34.1.22.- 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.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

- 34.1.23.- Nombre del Juicio: "Agrícola Esmeralda con Emelectric."
Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol N°: 2.353-2011.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Con fecha 17 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda por M\$ 1.322.486. Con fecha 22 de octubre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que fue rechazado con fecha 25 de mayo de 2016. Con fecha 10 de junio de 2016, las partes presentaron sus respectivos recursos de casación en el fondo ante la Corte Suprema, los que se encuentran pendientes de resolución.
- 34.1.24.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de El Monte con Emelectric."
Fecha: 13 de diciembre de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Bernardo.
Rol N°: 2.642-2012.
Materia: Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar, y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
Cuantía: Indeterminada.
Demanda reconvenzional: Emelectric demandó reconvenzionalmente a la I. Municipalidad El Monte por el cumplimiento de contrato, con indemnización de perjuicios, y en subsidio cobro de pesos por la suma total de M\$ 1.075.781.
Estado: Con fecha 17 de junio de 2016, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda de Municipalidad del Monte, acogiendo la demanda reconvenzional de Emelectric. Con fecha 6 de julio, la demandada presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 34.1.25.- Nombre del Juicio: "Astudillo Briones con Emelectric."
Fecha: 10 de marzo de 2015.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Antonio.
Rol N°: 145-2015.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente que provocó lesiones graves.
Cuantía: M\$220.260.
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente que provocó lesiones graves.
Estado: Etapa de discusión.
- 34.1.26.- Nombre del Juicio: "Sanhueza con Municipalidad de Hualqui y CGE Distribución"
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:	Etapas de discusión.
34.1.27.-	Nombre del Juicio:	“Sociedad Agrícola Santa Elba con CGE Distribución”
	Fecha:	19 de octubre de 2016.
	Tribunal:	10º Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	22.696-2016
	Materia:	Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
	Cuantía:	M\$ 573.000.
	Estado:	Etapas de discusión.

Transnet S.A.

34.1.28.-	Nombre del Juicio:	“Sergio Lizardi con Transnet S.A.”
	Fecha:	25 de abril de 2016.
	Tribunal:	Segundo Juzgado Civil de La Serena.
	Rol Nº:	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:	Etapas de discusión.

Transnet S.A. como Demandante

34.1.29.-	Nombre del Juicio:	“Transnet con Hidropaloma”
	Fecha:	16 de junio de 2015.
	Tribunal:	20º Juzgado Civil de Santiago.
	Rol Nº:	20.168-14
	Materia:	Juicio ejecutivo de cobro de uso de instalaciones de transmisión eléctrica.
	Cuantía:	M\$ 448.559.
	Estado:	Con fecha 23 de marzo de 2016, se dictó sentencia de primera instancia que acogió parcialmente demanda. Con fecha 6 de mayo de 2016, Transnet presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Asimismo, con fecha 21 de julio de 2016, la demandada presentó un recurso de apelación ante el mismo tribunal. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

34.2.- Juicios arbitrales

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

34.2.1.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Emelat"
Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Tribunal: Miguel 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.:

34.2.2.- 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 2 de mayo de 2016, se cito a las partes a oír sentencia. Se hace presente que el juicio se encuentra con orden de no innovar vigente dictada por la Corte de Apelaciones de Santiago hasta que está resuelva una implicancia del árbitro alegada por CGED.

34.2.3.- Nombre del Juicio: "Eléctrica Puntilla con CGE Distribución."
Fecha: 20 de mayo de 2016.
Árbitro: José Pedro Silva.
Rol N°: 2.572-2016.
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro de energía con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric:

34.2.4.- 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:

34.2.5.- 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.

34.3.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

34.3.1.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.756, de fecha 29 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 05 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 953 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 período diciembre 2013 a noviembre 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.

34.3.2.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 11.632, de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada a la sociedad con fecha 6 de enero de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.704 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 del período diciembre 2012 a noviembre 2013. Con fecha 13 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 ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que fue rechazado. Con fecha 24 de octubre de 2016 se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el que se encuentra en tramitación.

- 34.3.3.- Mediante Resolución Exenta SEC 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 el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 del período 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.
- 34.3.4.- Mediante Resolución Exenta SEC N° 12.870, de fecha 28 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 29 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, impuso una multa de 1.000 UTM por el incumplimiento de lo dispuesto, entre otras normas, por el artículo N° 139 del DFL N° 4 y 246° del D.S. N° 327/1997, por falta de mantenimiento de instalaciones eléctricas. Con fecha 5 de abril de 2016 se interpuso, ante la misma Superintendencia un recurso de reposición administrativo, el que fue rechazado mediante la resolución exenta N°13274, de fecha 25 de abril de 2015. Respecto de dicha resolución se interpuso, con fecha 18 de mayo de 2016, recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta el que fue rechazado con fecha 4 de octubre de 2016. Multa en proceso de pago.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.

- 34.3.5.- Mediante Resolución Exenta SEC 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 el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 período 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 ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado. Con fecha 24 de octubre de 2016, se presentó recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.
- 34.3.6.- Mediante Resolución Exenta SEC 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 el incumplimiento de lo dispuesto por el artículo N° 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 período 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.

34.3.7.- 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.

34.3.8.- 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 se encuentra pendientes de resolución.

34.3.9.- 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 fue rechazado mediante resolución exenta N° 15.461 de fecha 30 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre se presentó reclamación de ilegalidad en la Corte de Apelaciones de Santiago, el que se encuentra en tramitación.

34.3.10.- 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 se encuentra pendiente de resolución.

34.3.11.- 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.

34.3.12.- Mediante Resolución Exenta N° 12.470 de fecha 18 de marzo de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 1.000 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el D.S. N° 327/97, artículo 123, 126 y 222, del Ministerio de Minería por omisión en los deberes de facturación de suministro eléctrico. Con fecha 13 de abril de 2016, se presentó un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue acogido con

fecha 22 de junio de 2016, rebajándose la multa a 100UTM. Con fecha 5 de julio de 2016, la Superintendencia presentó un recurso de apelación ante la Corte suprema, el que fue acogido con fecha 19 de octubre de 2016, reestableciendo la multa de 1.000 U.T.M. Se encuentra pendiente de pago la multa referida.

- 34.3.13.- 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. Con fecha 30 de marzo de 2016. 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 e resolución.
- 34.3.14- 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. 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, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emelectric:

- 34.3.15.- 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 se encuentra en tramitación.

CGE Distribución como continuador de Emetal:

- 34.3.16.- Mediante Resolución Exenta N° 11.633 de fecha 21 de diciembre de 2015, notificada 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 se encuentra pendiente de resolución.

Transnet S.A.:

34.3.17.- 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 interpuso un recurso de reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Talca, el que se encuentra pendiente de resolución.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

34.3.18.- 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 algunos 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.

34.3.19.- Mediante Resolución Exenta N° 11.626 , 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 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 período 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 impuso ante la misma Superintendencia un recurso de reposición, el que fue rechazado con fecha 9 de septiembre de 2016. Con fecha 24 de octubre de 2016, se interpuso recurso de reclamación de ilegalidad, el que se encuentra en tramitación.

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

34.3.21.- Mediante Resolución Exenta N° 12.780, de fecha 22 de marzo de 2016, notificada a la sociedad con fecha 4 de abril de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles impuso una multa de 9.495 UTM por la infracción al artículo 245° del D.S. N°327/97, del Ministerio de Minería, al superar los tiempos máximos de interrupción del suministro eléctrico con ocasión de temporal de viento y lluvia de agosto de 2015 en la V Región de Valparaíso. Al respecto, se hace presente que en contra de la resolución referida, con fecha 8 de abril de 2016, 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 Valparaíso, el que se encuentra en tramitación.

34.4.- Sanciones.

34.4.1.-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 ejercicio terminado al 31 de octubre de 2016.

34.4.2.-De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de octubre de 2016.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 34.3 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

34.5.- 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 32.3 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	< 0 = 1,5 veces	0,64 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> 0 = 1,2 veces	3,1 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 55.984.309	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	56,88 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	18,96 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 31 de octubre de 2016 la Sociedad y todas las subsidiarias se encuentran en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

Al cierre de los estados financieros consolidados intermedios al 31 de octubre de 2016 la Sociedad y subsidiarias no registran garantías materiales comprometidas con terceros.

36.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias para el período terminado al 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-10-2016				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	31	192	29	252	221
CGE Distribución S.A.	20	343	587	950	940
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.		128	415	543	554
CGE Magallanes S.A.	7	73	94	174	176
Emel Norte S.A.		102	348	450	453
CGE Argentina S.A.	27	233		260	264
Transnet S.A.	1	91	68	160	164
Tecnet S.A.	4	106	761	871	864
Comercial y Logística General S.A.	2	42	54	98	97
Transformadores Tusan S.A.	6	69	197	272	278
Inversiones y Gestión S.A.	2	1	3	6	11
Sociedad de Computación Binaria S.A.		82	43	125	126
Novanet S.A.		47	64	111	138
Total	100	1.509	2.663	4.272	4.286

Subsidiaria / área	31-12-2015				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	13	155	20	188	151
CGE Distribución S.A.	3	490	481	974	919
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria		137	338	475	453
CGE Magallanes S.A. y subsidiarias	8	75	105	188	186
Emel Norte S.A. y subsidiarias	2	121	343	466	544
CGE Argentina S.A. y subsidiarias	28	237		265	265
Transnet S.A.	5	95	67	167	215
Gasco S.A. y subsidiarias	32	379	495	906	914
Tecnet S.A.	5	106	742	853	880
Comercial y Logística General S.A.	1	40	54	95	83
Transformadores Tusan S.A. y subsidiarias	6	72	204	282	280
Inversiones y Gestión S.A.	3	5	7	15	39
Sociedad de Computación Binaria S.A.		77	45	122	108
Novanet S.A. y subsidiaria		69	176	245	225
Total	106	2.058	3.077	5.241	5.262

37.- 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 31 de octubre de 2016 y ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015:

Al 31 de octubre 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.	Estimación de Emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo Nº138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.531	30-09-2016
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.	Asesoría por Estudio de Impacto Impuestos Verdes	Estudio para determinar impacto de aplicación de impuestos por emisiones gaseosas.	Gasto	Asesoría medio ambiente	12.819	30-09-2016
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluación Calidad de Aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1"y Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.203	30-09-2016
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	11.551	31-12-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	20-05-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Entrega restos arqueológicos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	213	03-03-2016
Transnet S.A.	SE Papelera	Compra adhesivos	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	265	01-04-2016
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
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
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
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
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
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
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adenda 2	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	892	16-02-2016
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	4.873	19-05-2016
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
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
Transnet S.A.	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	IFC	Activo	LT 1x66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.041	17-10-2016
Transnet S.A.	Ampliación SE Fátima	Estudios aves rapaces	Activo	Ampliación SE Fátima	1.615	05-04-2016
Transnet S.A.	Ampliación SE Fátima	Calificación industrial	Activo	Ampliación SE Fátima	660	15-02-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.751	13-07-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.250	15-06-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	03-05-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-04-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	01-03-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	02-02-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Auditoría ambiental	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	2.501	05-01-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	331	08-03-2016
Transnet S.A.	SE Los Peumos 220/66 kV	Monitoreo arqueológico	Activo	SE Los Peumos 220/66 kV	442	10-02-2016
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
Transnet S.A.	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	6.035	12-08-2016

Al 31 de octubre 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
Transnet S.A.	SE El Peñón	Manejo de flora en conservación	Activo	SE El Peñón	2.553	08-06-2016
Transnet S.A.	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	385	13-05-2016
Transnet S.A.	LT Hualañe - Licanten	PMF	Activo	LT Hualañe - Licanten	1.000	07-04-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	3.093	01-09-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Adicional DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	2.165	04-08-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	13.390	15-09-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	DIA Tramo 2	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	8.927	22-08-2016
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	11-01-2016
Transnet S.A.	SE El Trébol	Consulta de pertinencia	Activo	SE El Trébol	1.824	04-08-2016
Transnet S.A.	SE Lilén	Adicional Adenda 1	Activo	SE Lilén	3.949	05-10-2016
Transnet S.A.	SE Lilén	Adenda 1	Activo	SE Lilén	11.922	04-10-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Revisión RCA y sistematización de compromisos	Activo	SE Lota	2.795	11-02-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional Arquitectura para Tramitación sectorial PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	768	02-02-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	11-01-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Monitoreo de ruido	Activo	SE Santa Luisa	574	02-02-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Adenda complementaria	Activo	SE Lota	851	18-01-2016
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación IFC	Activo	SE Santa Luisa	326	18-04-2016
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
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Medición CEM	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	1.355	02-05-2016
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
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
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
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
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
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
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Monitoreo PTAS	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	443	03-06-2016
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
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
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

Al 31 de octubre 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
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
Transnet S.A.	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	6.980	08-08-2016
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
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
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Monitoreo de ruido	Activo	SE Lota	385	01-09-2016
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
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
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
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
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
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
Transnet S.A.	LT Loncoche - Villarrica	Replante predio Los Alpes 2015	Activo	LT Loncoche - Villarrica	10.012	04-10-2016
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
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					233.468	

Al 31 de diciembre de 2015.

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.	Estimación de emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo Nº138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.493	01-06-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones calidad de aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1" y Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	5.349	31-12-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídico - Ambiental	Asesoría mensual en regulaciones ambientales.	Gasto	Asesoría medio ambiente	592	31-12-2015
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	10.338	31-12-2015
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estudio ingeniería acústica CTP	Estudios ingeniería básica y de detalle, control acústico CTP	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.973	31-12-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Adicional rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	519	16-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	4.914	20-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Rescate reptiles	Activo	S/E Fátima	4.914	25-03-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	1.251	04-05-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	1.251	06-04-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Cambio uso de suelo	Activo	S/E Fátima	626	13-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Adicional cambio uso de suelo. Pago arancel	Activo	S/E Fátima	76	14-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Calificación industrial	Activo	S/E Fátima	440	01-10-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Estudio aves rapaces	Activo	S/E Fátima	1.211	05-06-2015
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Estudio aves rapaces	Activo	S/E Fátima	1.211	14-05-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Estudios Adenda 1	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	13.125	14-12-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Estudios Adenda 2	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	5.625	05-11-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Radiodifusión	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	350	13-10-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. PAS 132	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.876	17-08-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Ampliación línea base	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	9.036	01-07-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Ampliación línea base	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	3.872	12-05-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional DIA. Gastos arqueología	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	120	22-04-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	16.393	01-09-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	11.519	06-04-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	DIA	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	11.519	18-03-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Monitoreo aves	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	3.261	04-02-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional rescate arq. Sondeo SE I. de Maipo	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.990	03-08-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Adicional rescate arq. Sondeo SE I. de Maipo	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.990	13-07-2015
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Rescate arqueológico	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	1.729	09-01-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	3.203	16-09-2015

Al 31 de diciembre de 2015. (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
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	2.982	05-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	1.546	11-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Monitoreo arqueológico	Activo	S/E Los Peumos	1.325	09-12-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	IFC para caseta de comando	Activo	S/E Los Peumos	1.307	17-07-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Adicional DIA	Activo	S/E Los Peumos	1.994	13-01-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	DIA	Activo	S/E Los Peumos	4.007	03-07-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	DIA	Activo	S/E Los Peumos	2.862	10-02-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	06-10-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	04-11-2015
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Auditoría RCA	Activo	S/E Los Peumos	2.500	15-12-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E El Peñón	911	11-11-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E El Peñón	911	01-12-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	522	02-10-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	522	16-09-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	06-08-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	09-07-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Auditoría RCA	Activo	S/E El Peñón	487	17-06-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Manejo flora	Activo	S/E El Peñón	1.393	01-06-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Colecta semillas	Activo	S/E El Peñón	164	01-07-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Colecta semillas	Activo	S/E El Peñón	1.475	20-04-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Adicional DIA. Adenda complementaria	Activo	S/E El Peñón	3.123	20-02-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Adicional DIA. Geophytas	Activo	S/E El Peñón	674	13-01-2015
Transnet S.A.	S/E El Peñón	DIA	Activo	S/E El Peñón	5.492	16-04-2015
Transnet S.A.	LT Molina - Curicó	Informe pertinencia	Activo	LT Molina - Curicó	7.120	19-03-2015
Transnet S.A.	LT El Peñón - Ovalle	Evaluación componentes ambientales	Activo	LT El Peñón - Ovalle	2.620	06-04-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	7.547	01-12-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	6.038	02-10-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	1.509	20-07-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	9.057	01-07-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	DIA	Activo	S/E San Fernando	6.038	05-06-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	Adicional DIA: Radiodifusión	Activo	S/E San Fernando	100	13-10-2015
Transnet S.A.	S/E San Fernando	Consulta de Pertinencia	Activo	S/E San Fernando	1.761	03-06-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	712	03-08-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	1.054	13-07-2015
Transnet S.A.	Apoyo S/E Maule	Auditoría RCA	Activo	Apoyo S/E Maule	1.745	03-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. PAS 160	Activo	SE Santa Luisa	2.050	13-01-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. Radiodifusión	Activo	SE Santa Luisa	222	18-03-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Adicional. Reunión con autoridad	Activo	SE Santa Luisa	404	01-04-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Elaboración y Tramitación DIA: EP4	Activo	SE Santa Luisa	1.466	01-04-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Revisión de RCA y sistematización de compromiso: EP5	Activo	SE Santa Luisa	2.199	15-06-2015

Al 31 de diciembre de 2015. (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
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Luisa	Tramitación sectorial PAS 160 EP1	Activo	SE Santa Luisa	761	01-10-2015
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	IFC para casetas de control	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	638	18-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Los Álamos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	267	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Curanilahue	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	107	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Radiodifusión comuna Arauco	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	92	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Cambio trazado predio Amoyao	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	3.516	14-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Ampliación de faja para PAS 148 - 149	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	4.491	18-03-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración y Tramitación DIA: EP2	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	15.798	07-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adicional. Segunda campaña de fauna (estival)	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	7.285	07-05-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Adenda complementaria	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	8.076	15-07-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Revisión RCA y sistematización de compromisos: EP3	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	23.697	16-11-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Medición campos electromagnéticos	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.061	13-01-2015
Transnet S.A.	Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración de documentos DIA: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	9.430	16-11-2015
Transnet S.A.	Búsqueda predios reforestación nativa	Búsqueda predios nativos: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	625	03-08-2015
Transnet S.A.	Búsqueda predios reforestación forestal	Búsqueda predios forestales: EP1	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.164	05-08-2015
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación del predio Los Alpes	Activo	LT Loncoche Villarrica	13.793	15-10-2015
Transnet S.A.	LT Santa Marta Padre Hurtado	Auditoría RCA	Activo	LT Santa Marta Padre Hurtado	4.163	06-10-2015
Transnet S.A.	LT El Nevado Santa Elvira	Estudio de impacto acústico	Activo	LT El Nevado Santa Elvira	1.461	06-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Santa Clara	Consulta de Pertinencia	Activo	Subestación Seccionadora Santa Clara	1.814	09-12-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP1	Activo	SE Lota	5.591	17-06-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP2	Activo	SE Lota	13.046	06-07-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Adicional. Aviso radial	Activo	SE Lota	129	19-08-2015
Transnet S.A.	Subestación Seccionadora Lota	Elaboración y Tramitación DIA: EP3	Activo	SE Lota	1.793	02-11-2015
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito	Asesoría Técnica a Postulación a subsidios habitacionales y Derecho Real de uso Comunal Cabrapán y Antillanca.	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito.	2.217	08-01-2015
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito	Depósito a Subsidios Habitacionales y Derecho Real de Uso comunales Cabrapán y Antillanca	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica, Segundo Circuito.	506	05-02-2015
Totales					338.100	

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

38.1.- Bienes del rubro propiedades planta y equipos.

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

38.2.- 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 8 meses en el ejercicio 2016 y por 10 meses en el ejercicio 2015 se muestran como resultado de operaciones discontinuadas.

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

Con fecha 18 de diciembre, Compañía General de Electricidad S.A. ("GNF"), 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, cuyos pasos y aspectos principales se exponen a continuación (el "Contrato o Acuerdo"):

1. GNF y Familia Pérez Cruz se obligaron a realizar todas las acciones o aquello que fuera necesario para que una junta extraordinaria de accionistas de Gasco (la "Junta") acuerde su división en dos sociedades anónimas: una dedicada al desarrollo de los negocios de gas natural ("Gasco GN") y la otra dedicada al desarrollo de los negocios de gas petróleo ("Gasco GLP o Gasco S.A., y sus negocios como GLP") (ambas sociedades divididas se denominarán las "Sociedades Resultantes"). Tanto la Familia Pérez Cruz como GNF se obligaron, por sí y como promesa de hecho ajeno, a concurrir y que sus personas relacionadas concurren a la Junta y voten en ella favorablemente a la proposición de división.

2. La determinación respecto a cuál será la sociedad continuadora legal de Gasco se realizará a más tardar a la fecha en que se cite la Junta, sujeto a la procedencia a que Gasco GN no asuma solidaridad de pago establecida en los distintos contratos de emisión de bonos de Gasco S.A. en caso de su división. En caso contrario, el negocio de GLP será asignado a la nueva sociedad resultante de la división.
3. En todo caso, en cualquiera de los casos, será la sociedad a que se le asigne los negocios de gas licuado petróleo y afines la que seguirá bajo la razón social de Gasco S.A.
4. Se propondrá a los accionistas asignar a Gasco todos los activos relacionados directa o indirectamente con el negocio de GLP, incluyendo todos los bienes muebles, existencias, inventarios, posiciones contractuales, cuentas por cobrar e inmuebles de cualquier naturaleza de Gasco S.A., que sean parte del negocio de GLP, incluidas las participaciones accionarias de todas las sociedades referidas al negocio de GLP. También se le asignarán los activos que no estén relacionados directa o indirectamente con el negocio de GLP ni con el negocio de gas natural. Adicionalmente, se le asignará, entre otros, la unidad de negocios Gasco Magallanes. Finalmente se le asignará una parte de los activos que están relacionados directa e indirectamente tanto con el negocio de GLP como con el negocio de gas natural que se detallan en el Acuerdo.
5. A Gasco GN se asignarán todos los activos relacionados directa o indirectamente con el negocio del gas natural, incluyendo las participaciones accionarias de todas las sociedades referidas a GN. También se le asignará una parte de los activos que están relacionados directa e indirectamente tanto con el negocio de GLP como con el negocio de GN que se detallan en el Acuerdo.
6. Se propondrá también que, en caso que todo o parte de los activos no puedan ser asignados a Gasco en la división, los mismos permanezcan en Gasco GN y ésta los entregue posteriormente a Gasco en las condiciones que la Junta determine. Asimismo, a cada una de las Sociedades Resultantes se le adjudicarán los pasivos que se indican en el Acuerdo.
7. En la Junta se propondrá que cada una de las sociedades resultantes, esto es, Gasco GN y Gasco, sean recíprocamente obligadas a indemnizarse por reclamos recíprocos o de terceros, u otros que se presenten en su contra respecto de activos y pasivos asignados a la otra con el fin de que cada negocio soporte sus propias contingencias, riesgos y beneficios.
8. Una vez perfeccionada la división y producida la entrega de las acciones a los accionistas de la sociedad que nazca de la división – que será el mismo número de acciones de la sociedad dividida-, se solicitará la inscripción de la nueva sociedad y de sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.
9. Efectuada la inscripción referida en el número anterior, GNF y la Familia Pérez Cruz, respectivamente, directamente o a través de personas relacionadas, lanzarán sendas ofertas públicas de adquisición de acciones (“OPAs”) conforme a la legislación de Valores vigente, para adquirir hasta el 100% de las acciones de Gasco GN y de Gasco, y comprometiéndose a acudir a la OPA lanzada por la otra parte, según corresponda.

10. Las partes han valorizado las Sociedades Resultantes en los siguientes precios base considerando que cada Sociedad Resultante tendría el mismo número actual de acciones que Gasco S.A. y considerando que los Bonos y Gasco Magallanes se asignan a Gasco:
Gasco: \$1.754 por acción
Gasco GN: \$3.546 por acción
11. Ahora bien, las partes han valorizado las Sociedades Resultantes en los siguientes precios base, considerando que cada Sociedad Resultante tendría el mismo número actual de acciones que Gasco S.A. y considerando que los Bonos y Gasco Magallanes se asignan a Gasco GN:
Gasco: \$ 2.100 por acción
Gasco GN: \$3.200 por acción
12. Dichos precios por acción serán ajustados por las partes, entre otros, por efecto de los dividendos pagados por Gasco S.A., o por Gasco GN o Gasco, o por causa de hechos producidos a partir del 31 de diciembre de 2015.
13. Por último, GNF ha informado a este directorio que está considerando, una vez perfeccionada la OPA sobre Gasco GN, distintas formas de mejorar la organización y entre ellas, proponer a las juntas de accionistas respectivas, la fusión de Gasco GN, CGE y GNF teniendo en cuenta el precio pagado en la OPA sobre CGE.
14. De esta forma y como consecuencia de esta reorganización resultará en que el negocio de gas natural y el negocio de gas licuado de petróleo sean desarrollados por sociedades independientes, con controladores distintos, teniendo cada uno de los actuales accionistas de Gasco S.A. la facultad de decidir libremente si permanecer en ambas sociedades, en sólo una de ellas o enajenar su participación en ambas.

El plazo de materialización ha sido estimado 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).

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.

El resultado obtenido en esta operación de venta se desglosa a continuación:

Resultado en venta de acciones	M\$
Ingreso por venta de acciones de Gasco S.A.	160.197.158
Costo de venta de acciones de Gasco S.A.	(158.103.101)
Gasto por impuesto a las ganancias	(4.229.949)
Ganancias (pérdida) en venta de acciones.	(2.135.892)

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 los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015:

**ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
Al 31 de octubre de 2016 y 2015.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Sin Gasco GLP y Gas Natural		Con Gasco GLP y Gas Natural		Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural	
	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.386.914.588	1.316.567.113	2.020.858.454	2.062.757.585	633.943.866	746.190.472
Costo de ventas	(1.146.490.190)	(1.099.206.971)	(1.591.603.634)	(1.646.935.349)	(445.113.444)	(547.728.378)
Ganancia bruta	240.424.398	217.360.142	429.254.820	415.822.236	188.830.422	198.462.094
Otros ingresos, por función.	1.721.195	2.565.689	2.049.473	2.892.916	328.278	327.227
Costos de distribución.	0	0	(9.452.853)	(13.483.191)	(9.452.853)	(13.483.191)
Gasto de administración.	(110.648.380)	(80.995.023)	(156.704.759)	(137.277.970)	(46.056.379)	(56.282.947)
Otros gastos, por función.	(6.121.911)	(6.098.338)	(10.396.206)	(12.221.045)	(4.274.295)	(6.122.707)
Otras ganancias (pérdidas).	2.670.176	(1.552.194)	1.828.331	(2.721.579)	(841.845)	(1.169.385)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	128.045.478	131.280.276	256.578.806	253.011.367	128.533.328	121.731.091
Ingresos financieros.	14.236.427	21.827.929	17.577.435	25.342.978	3.341.008	3.515.049
Costos financieros.	(80.538.750)	(103.233.010)	(96.130.890)	(123.291.804)	(15.592.140)	(20.058.794)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.134.959	5.452.058	10.119.752	12.303.167	5.984.793	6.851.109
Diferencias de cambio.	(14.491.035)	19.948	(17.475.066)	2.007.431	(2.984.031)	1.987.483
Resultados por unidades de reajuste.	(9.940.591)	(22.409.458)	(15.978.543)	(32.712.610)	(6.037.952)	(10.303.152)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	41.446.488	32.937.743	154.691.494	136.660.529	113.245.006	103.722.786
Gasto por impuestos a las ganancias.	(8.657.768)	(5.905.460)	(34.923.674)	(30.371.868)	(26.265.906)	(24.466.408)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	32.788.720	27.032.283	119.767.820	106.288.661	86.979.100	79.256.378
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	84.843.208	79.256.378	(2.135.892)		(86.979.100)	(79.256.378)
Ganancia (pérdida)	117.631.928	106.288.661	117.631.928	106.288.661	0	0
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	61.915.921	48.795.091	61.915.921	48.795.091	0	0
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	55.716.007	57.493.570	55.716.007	57.493.570	0	0
Ganancia (pérdida)	117.631.928	106.288.661	117.631.928	106.288.661	0	0

b) A continuación se presenta la apertura del Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo de acuerdo a las operaciones discontinuadas por los períodos terminados al 31 de octubre de 2016 y 2015:

ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Al 31 de octubre de 2016 y 2015.
(Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Sin Gasco GLP y Gas Natural		Con Gasco GLP y Gas Natural		Operación Discontinuada Gas Licuado y Gas Natural	
	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 M\$	01-01-2016 31-10-2016 M\$	01-01-2015 31-10-2015 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.	1.936.806.243	1.626.151.613	2.673.459.603	2.251.949.487	736.653.360	625.797.874
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas.	2.673.988	813.540	2.673.988			
Otros cobros por actividades de operación.	14.014.164	10.172.316	14.014.164	9.899.613		
Clases de pagos						
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(1.524.471.258)	(1.325.131.630)	(1.993.089.124)	(1.773.549.496)	(468.617.866)	(448.417.866)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(87.606.065)	(88.299.153)	(119.945.980)	(118.927.447)	(32.339.915)	(30.628.294)
Otros pagos por actividades de operación.	(57.305.419)	(39.107.199)	(96.392.534)	(65.820.833)	(39.087.115)	(26.713.634)
Otros cobros y pagos de operación						
Dividendos pagados.			(24.137.851)		(24.137.851)	
Dividendos recibidos.	13.352.986	18.710.207	15.379.218	5.904.643	2.026.232	(12.805.564)
Intereses pagados.	(2.699.683)	(2.625.842)	(2.699.683)			2.625.842
Intereses recibidos.	3.120.264	11.504.733	4.592.511	11.153.043	1.472.247	(351.690)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	(5.579.283)	6.467.102	(32.147.736)	(21.731.127)	(26.568.453)	(28.198.229)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(2.276.979)	(2.552.866)	(1.117.962)	(4.637.159)	1.159.017	(2.084.293)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	290.028.958	216.102.821	440.588.614	294.240.724	150.559.656	79.224.146
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión						
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.		(12.915.333)		(36.717.275)		(23.801.942)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras.	(223.403.599)	(89.911.353)	(223.477.370)	(141.303)	(73.771)	
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.	160.197.159		160.315.680		118.521	
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos.			73.771		73.771	
Préstamos a entidades relacionadas			(2.465.000)		(2.465.000)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	563.444	4.257.179	716.750	4.602.966	153.306	345.787
Compras de propiedades, planta y equipo.	(137.841.605)	(99.944.880)	(172.574.554)	(136.166.662)	(34.732.949)	(36.221.782)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles.						
Compras de activos intangibles.	(8.532.989)	(20.998.641)	(8.596.290)	(18.618.092)	(63.301)	2.380.549
Importes procedentes de otros activos a largo plazo.	67.790.250		67.790.250			
Importes procedentes de subvenciones del gobierno.	569.910		569.910			
Cobros a entidades relacionadas.			9.781.419		9.781.419	
Intereses recibidos.				940.193		
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(28.509.313)	(4.174.163)	(49.180.349)	3.964.148	(20.671.036)	8.138.311
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(169.166.743)	(223.687.191)	(217.045.783)	(182.136.025)	(47.879.040)	(49.159.077)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación						
Importes procedentes de la emisión de acciones.		347.401.000		257.401.000		
Total importes procedentes de préstamos.	575.343.750	718.593.201	737.370.112	909.986.299	162.026.362	191.393.098
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	15.770.662	140.592.492	20.006.922	159.428.903	4.236.260	18.836.411
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	559.573.088	578.000.709	717.363.190	750.557.396	157.790.102	172.556.687
Préstamos de entidades relacionadas.			(1.045.715)		(1.045.715)	
Pagos de préstamos.	(625.111.842)	(1.070.614.872)	(809.565.612)	(1.242.434.444)	(184.453.770)	(171.819.572)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.			(247.753)	(4.748.938)	(247.753)	(4.748.938)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(16.344.945)		(18.829.175)	2.596.846	(2.484.230)	2.596.846
Dividendos pagados.	(3.126.278)	(2.559.867)	(25.299.959)	(38.920.173)	(22.173.681)	(36.360.306)
Intereses pagados.	(38.929.275)	(84.523.402)	(55.218.626)	(103.494.037)	(16.289.351)	(18.970.635)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	(519.517)	2.133.515	(452.481)	2.247.574	67.036	114.059
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(108.688.107)	(89.570.425)	(173.289.209)	(217.365.873)	(64.601.102)	(37.795.448)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios						
	12.174.108	(97.154.795)	50.253.622	(105.261.174)	38.079.514	(7.730.379)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	(107.493)	37.260	(2.357.139)	2.114.640	(2.249.646)	2.077.380
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	12.066.615	(97.117.535)	47.896.483	(103.146.534)	35.829.868	(5.652.999)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	60.138.484	165.540.822	78.008.021	165.540.822	17.869.537	0
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	72.205.099	68.423.287	125.904.504	62.394.288	53.699.405	(5.652.999)

39.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de octubre de 2016, fecha de cierre de los estados financieros consolidados, y su fecha de presentación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.

Edmundo Laborde Correa
Gerente de Contabilidad

Antonio Gallart Gabás
Gerente General