



Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.

Informe Pericial

Fusión de Compañía General de Electricidad S.A. con Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. al 31 de marzo de 2017

Junio de 2017



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.**

CONTENIDO

Informe pericial para la fusión de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.

- Anexo I Estados de situación financiera al 31 de marzo de 2017 de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.
- Anexo II Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2017 de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.
- Anexo III Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A. provenientes de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.
- Anexo IV Determinación de porcentajes de participación de los Accionistas y relación de canje al 31 de marzo de 2017.



GLOSARIO DE TÉRMINOS

Administración	La Administración de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y/o Emelat Inversiones S.A., indistintamente
CAGR	Compound Annual Growth Rate (Tasa de Crecimiento Anual Compuesto)
CGE	Compañía General de Electricidad S.A.
CLP	Peso Chileno
CNE	Comisión Nacional de Energía
EEFF	Estados Financieros
Fecha de Valoración	31 de marzo de 2017
Emel Norte	Emel Norte S.A.
Emelat Inversiones	Emelat Inversiones S.A.
INE	Instituto Nacional de Estadísticas
IPC	Índice de Precios al Consumidor
M	Miles
MM	Millones
MUSD	Miles de dólares de los Estados Unidos de América
MWh	Megavatio-Hora
PIB	Producto Interno Bruto
Pb	Puntos base
SVS	Superintendencia de Valores y Seguros
USD	Dólar de los Estados Unidos de América
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Costo Promedio Ponderado del Capital)



**INFORME PERICIAL PARA LA FUSIÓN DE
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.
CON
EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.**

A los señores Accionistas de
Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.:

De acuerdo a lo solicitado, he efectuado ciertos procedimientos a los Estados de Situación Financiera de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. (en adelante “las Compañías”), al 31 de marzo de 2017, según se detalla en el Anexo I de este informe, con el propósito de preparar un estado de situación financiera base de estas Compañías para generar un estado de situación fusionado proforma, de acuerdo con lo establecido en el Artículo N°156 del Reglamento de la Ley de Sociedades Anónimas.

Estos procedimientos incluyeron cotejos y comprobaciones aritméticas parciales a los registros contables y la aplicación de otros procedimientos, en la medida que consideré necesario en las circunstancias. Sin perjuicio de lo anterior, el presente informe no constituye un dictamen o informe de auditoría, examen o revisión y debe ser utilizado sólo con el objeto y alcance mencionado en el primer párrafo precedente.

En base a la información proporcionada por la Administración de las Compañías, Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. se fusionarán con Compañía General de Electricidad S.A., adquiriendo esta última, todos los activos y pasivos de las primeras, a la fecha en que entre en efecto la fusión, sin perjuicio del control de los valores tributarios que deberán mantener Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., conforme lo dispone el Artículo N°64 del Código Tributario y Circular N°45 emitida por el Servicio de Impuestos Internos el 16 de julio de 2001.

Cabe considerar que los valores con los cuales se prepararán los estados financieros fusionados definitivos deben corresponder a los vigentes a la fecha en que entre en efecto la fusión, fecha aún no conocida a la emisión de este informe. En consecuencia, los valores aquí presentados deben ser considerados referenciales, por cuanto se basan en información vigente al 31 de marzo de 2017.

Los estados financieros consolidados de Emel Norte S.A. y subsidiarias y Emelat Inversiones S.A. al 31 de marzo de 2017 y los estados financieros consolidados de Compañía General de Electricidad S.A. y subsidiarias al 31 de marzo de 2017, fueron auditados por EY Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías SpA., quienes emitieron los informes correspondientes sin salvedades con fecha 8 de mayo de 2017.

Con base en lo indicado anteriormente, en Anexo III se presentan los activos y pasivos de Emel Norte S.A. y subsidiarias y Emelat Inversiones S.A. que se propone incorporar al estado de situación financiera fusionado proforma. Cabe mencionar que los activos y pasivos de Emelat Inversiones S.A. se encuentran incorporados en los activos y pasivos consolidados de Emel Norte S.A. y subsidiarias.

Los procedimientos efectuados al estado de situación financiera fusionado proforma consistieron principalmente en:

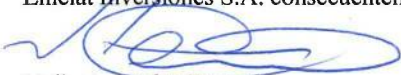
- Cotejar los montos de activos, pasivos y patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. (consolidado), Emel Norte S.A. (Consolidado) y Emelat Inversiones S.A. (Individual), al 31 de marzo de 2017, incluidos en las columnas (H), (A) y (E), respectivamente, en el Anexo I, con los montos registrados en los estados financieros auditados a esa fecha.



- Cotejar el ajuste por criterio contable y la incorporación del ajuste del valor razonable de Emel Norte S.A. y subsidiarias, los activos, pasivos y patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. (Individual) y los ajustes de consolidación, incluidos en las columnas (B), (C), (F) y (G) del Anexo I con los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía General de Electricidad S.A. proporcionados por la Administración.
- Cotejar la incorporación en la cuenta de capital emitido de Compañía General de Electricidad S.A. del monto del aumento de capital correspondiente a los accionistas no controladores de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. determinado al 31 de marzo de 2017 incluido en la columna Aumento de Capital del Anexo II con los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía General de Electricidad S.A. proporcionados por la Administración.
- Cotejar los efectos de las distribuciones de dividendos efectuadas en abril de 2017 por Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A., Emelat Inversiones S.A. Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A. y Empresa Eléctrica de Iquique S.A. incluidas en la columna Pagos de Dividendos del Anexo II con la parte pertinente de las Actas de junta de Accionistas de las mencionadas sociedades proporcionadas por la Administración.
- Cotejar los activos, pasivos y patrimonio de Emel Norte S.A. y subsidiarias, al 31 de marzo de 2017, incluidos en el Anexo III con los montos registrados en los estados financieros auditados a esa fecha luego de considerar el efecto del ajuste de criterio contable incluido en la columna (A) y (B) del Anexo I.
- Determinar los porcentajes de participación de los accionistas y relación de canje al 31 de marzo de 2017 descritas en el Anexo IV.
- Comprobar aritméticamente totales y subtotales presentados en los Anexos I a IV.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo N°168 del Reglamento de Sociedades Anónimas, declaro que me constituyo responsable de las afirmaciones contenidas en el presente informe.

Este informe está destinado únicamente para la información y uso de la Administración y los Accionistas de las Compañías, en relación con el proceso de fusión de Compañía General de Electricidad S.A. y Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. consecuentemente, no tiene por objeto y no debiera ser utilizado para ningún otro fin.


Nolberto Carlos Pezzati
RUN N°23.923.358-9

Santiago, 5 de Junio de 2017

Firmó ante mí don Nolberto Carlos Pezzati. Cédula de identidad
N°23.923.358-9.

Santiago, 5 de Junio de 2017



ANEXO I

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.

Estados de Situación Financiera al 31 de marzo de 2017

Activo	Emel Norte S.A. (Consolidado)		Ajustes de criterios contables		Ajuste valor razonable Emel Norte S.A.		Emelat Inversiones S.A. (Individual)		Compañía General de Electricidad S.A. (Individual)		Ajustes consolidación		Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado)	
	(A) M\$	(B) M\$	(C) M\$	(D) M\$	(E) M\$	(F) M\$	(G) M\$	(H) M\$						
Activos Corrientes:														
Efectivo y equivalentes al efectivo	287.396	-	-	287.396	2.094	-	80.320.739	10.402.460	91.012.689					
Otros activos no financieros, corrientes	207.077	-	-	207.077	-	-	62.803	2.826.638	3.096.518					
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	45.166.536	-	-	45.166.536	-	-	29.466.778	283.459.080	358.092.394					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	5.830.125	-	-	5.830.125	822.232	-	29.484.352	(35.160.349)	976.360					
Inventario	-	-	-	-	-	-	-	24.948.834	24.948.834					
Activos por impuestos corrientes, corrientes	5.389.991	-	-	5.389.991	20.932	-	21.972.827	(5.773.914)	21.609.836					
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	264.804	280.341	545.145					
Activos no Corrientes:														
Otros activos financieros, no corrientes	-	-	-	-	-	-	175.001	-	175.001					
Otros activos no financieros, no corrientes	-	-	-	-	-	-	76.810	8.280	85.090					
Derechos por cobrar no corrientes	319.416	-	-	319.416	-	-	-	17.582.326	17.901.742					
Inventario	-	-	-	-	-	-	-	1.489.658	1.489.658					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	-	-	-	-	-	-	20.229.400	(20.229.400)	-					
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	24.368.329	-	1.230.357.355	(1.237.215.436)	17.510.248					
Activos intangibles distintos de la plusvalía	615.214	-	-	172.233.251	-	-	232.631.670	476.383.727	881.248.648					
Plusvalía	21.323.887	-	-	16.859.000	179.404	-	56.646.233	144.362.596	218.067.233					
Propiedades, planta y equipo	216.005.335	(11.287.934)	(4.464.887)	204.717.401	-	-	624.110.776	890.488.615	1.719.316.792					
Propiedades de inversión	4.063.303	-	-	4.063.303	-	-	2.044.316	3.529.924	9.637.543					
Activos por impuestos	-	-	-	-	-	-	-	(3.043)	-					
Activos por impuestos diferidos	112.746	-	-	112.746	3.043	-	-	9.677.578	9.790.324					
Total activos	299.321.026	(11.287.934)	167.153.150	455.186.242	25.396.034	2.327.843.864	567.077.915	3.375.504.055						

(A): Cifras consolidadas de los estados financieros consolidados revaluados auditados al 31 de marzo de 2017.

(E): Cifras de los estados financieros individuales auditados al 31 de marzo de 2017.

(H): Cifras consolidadas de los estados financieros consolidados auditados al 31 de marzo de 2017.

(B)(C)(D)(G): Información incluida en los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía General de Electricidad S.A., proporcionados por la Administración



ANEXO I

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.

Estados de Situación Financiera al 31 de marzo de 2017

Pasivos	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)
	Emel Norte S.A. (Consolidado) M\$	Ajustes de criterios contables M\$	Ajuste valor razonable Emel Norte S.A. (compra CGE) M\$	Emel Norte S.A. (Consolidado) con Ajustes M\$	Emelat Inversiones S.A. (Individual) M\$	Compañía General de Electricidad S.A. (Individual) M\$	Ajustes consolidación M\$	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) M\$
Pasivos Corrientes:								
Otros pasivos financieros, corrientes	55.338.496	-	-	55.338.496	-	24.629.730	70.050.943	150.019.169
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	27.813.363	-	-	27.813.363	26.705	12.171.719	256.309.409	296.321.196
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	916.316	-	-	916.316	4.602	172.944.707	(83.324.457)	90.541.168
Otras provisiones corrientes	282.408	-	-	282.408	-	2.499.800	10.117.070	12.899.278
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	-	-	-	-	-	-	20.431	20.431
Otros pasivos no financieros	1.584.650	-	-	1.584.650	-	517.878	3.654.957	5.757.485
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos no Corrientes:								
Otros pasivos financieros, no corrientes	51.441.683	-	(1.557.100)	49.884.583	-	516.782.441	336.829.728	903.496.752
Cuentas por pagar, no corrientes	188.520	-	-	188.520	-	-	925.543	1.114.063
Otras provisiones	10.349.997	(3.175.657)	46.757.287	53.931.627	-	40.366.638	150.591.305	1.519.553
Pasivos por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	244.889.570
Pasivos por impuestos	3.651.584	-	-	3.651.584	-	-	26.731.101	35.681.047
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	6.029.813	-	-	6.029.813	-	-	1.794.542	7.824.355
Otros pasivos no financieros.	-	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos	157.596.830	(3.175.657)	45.200.187	199.621.360	31.307	775.211.275	775.220.125	1.750.084.067
Patrimonio								
Capital Emitido	45.572.195	-	-	45.572.195	3.672.520	1.519.239.989	(49.244.715)	1.519.239.989
Generancias (pérdidas) acumuladas	51.842.542	434.681	18.266.827	70.544.050	13.552.199	148.226.618	(84.096.249)	148.226.618
Primas de emisión	2.954.383	-	-	2.954.383	610.428	-	(3.564.811)	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	(8.234.597)	(38.198)	(8.272.795)
Otras reservas	29.454.001	(7.853.720)	90.750.252	112.350.533	7.529.580	(106.599.421)	(119.880.113)	(106.599.421)
Participación no controladora	11.901.075	(693.238)	12.935.884	24.143.721	-	-	48.681.876	72.825.597
Total patrimonio	141.724.196	(8.112.277)	121.952.963	255.564.882	25.364.727	1.552.632.589	(208.142.210)	1.625.419.988
Total pasivos y patrimonio	299.321.026	(11.287.934)	167.153.150	455.186.242	25.396.034	2.327.843.864	567.077.915	3.375.504.055

(A): Cifras consolidadas de los estados financieros revaluados auditados al 31 de marzo de 2017.

(E): Cifras de los estados financieros individuales auditados al 31 de marzo de 2017.

(H): Cifras consolidadas de los estados financieros consolidados auditados al 31 de marzo de 2017.

(B)(C)(D)(G): Información incluida en los papeles de trabajo utilizados para la consolidación de Compañía General de Electricidad S.A., proporcionados por la Administración





ANEXO II

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.

Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2017

Activos	Compañía General de Electricidad S.A. (Consolidado) M\$	Pagos de Dividendos (*) M\$	Aumento de Capital (**) M\$	Total fusionado neto de variación de capital M\$
Activos Corrientes:				
Efectivo y equivalentes al efectivo	91.012.689	(29.917.658)	-	61.095.031
Otros activos no financieros, corrientes	3.096.518	-	-	3.096.518
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	358.092.394	-	-	358.092.394
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	976.360	-	-	976.360
Inventario	24.948.834	-	-	24.948.834
Activos por impuestos corrientes, corrientes	21.609.836	-	-	21.609.836
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	545.145	-	-	545.145
Activos no Corrientes:				
Otros activos financieros, no corrientes	175.001	-	-	175.001
Otros activos no financieros, no corrientes	85.090	-	-	85.090
Derechos por cobrar no corrientes	17.901.742	-	-	17.901.742
Inventario	1.489.658	-	-	1.489.658
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	17.510.248	-	-	17.510.248
Activos intangibles distintos de la plusvalía	881.248.648	-	-	881.248.648
Plusvalía	218.067.233	-	-	218.067.233
Propiedades, planta y equipo	1.719.316.792	-	-	1.719.316.792
Propiedades de inversión	9.637.543	-	-	9.637.543
Activos por impuestos diferidos	9.790.324	-	-	9.790.324
Total activos	3.375.504.055	(29.917.658)	-	3.345.586.397



ANEXO II

COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A.

Estado de situación financiera fusionado proforma al 31 de marzo de 2017

Pasivos	CGE (Consolidado) M\$	Pagos de Dividendos (*) M\$	Aumento de Capital (**) M\$	Total fusionado neto de variación de capital M\$
Pasivos Corrientes:				
Otros pasivos financieros, corrientes	150.019.169	-	-	150.019.169
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	296.321.196	(813.356)	-	295.507.840
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	90.541.168	(28.513.684)	-	62.027.484
Otras provisiones corrientes	12.899.278	-	-	12.899.278
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20.431	-	-	20.431
Otros pasivos no financieros.	5.757.485	-	-	5.757.485
Pasivos no Corrientes:				
Otros pasivos financieros, no corrientes	903.496.752	-	-	903.496.752
Cuentas por pagar, no corrientes	1.114.063	-	-	1.114.063
Otras provisiones	1.519.553	-	-	1.519.553
Pasivos por impuestos diferidos	244.889.570	-	-	244.889.570
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	35.681.047	-	-	35.681.047
Otros pasivos no financieros, no corrientes	7.824.355	-	-	7.824.355
Total pasivos	1.750.084.067	(29.327.040)	-	1.720.757.027
Patrimonio				
Capital Emitido	1.519.239.989	-	4.495.696	1.523.735.685
Ganancias (pérdidas) acumuladas	148.226.618	(394.597)	-	147.832.021
Acciones propias en cartera.	(8.272.795)	-	-	(8.272.795)
Otras reservas	(106.599.421)	-	-	(106.599.421)
Participación no controladora	72.825.597	(196.021)	(4.495.696)	68.133.880
Total patrimonio	1.625.419.988	(590.618)	-	1.624.829.370
Total pasivos y patrimonio	3.375.504.055	(29.917.658)	-	3.345.586.397

(*) Corresponde a i). Pago de dividendos efectuado por Compañía General de Electricidad S.A. por M\$29.721.637, con fecha 28 de abril de 2017. A diciembre de 2016 se provisionó por concepto de dividendo mínimo un monto de M\$29.327.040. ii) Pago de dividendos efectuado por Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., para los accionistas no controladores por M\$34.754, realizado el 26 de abril de 2017; y iii) Pago de dividendos efectuado por Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A. y Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (subsidiarias de Emel Norte S.A.), para los accionistas no controladores por M\$161.267, realizado el 25 de abril de 2017.

(**) El aumento de capital expresado en pesos chilenos corresponde a CLP4.495.696.212.



ANEXO III

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT
INVERSIONES S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A.
provenientes de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. al 31 de marzo de 2017

Activos que se aportan

Activos	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	287.396
Otros activos no financieros, corrientes	207.077
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	45.166.536
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	5.830.125
Activos por impuestos corrientes, corrientes	5.389.991
Activos no Corrientes:	
Derechos por cobrar no corrientes	319.416
Activos intangibles distintos de la plusvalía	615.214
Plusvalía	21.323.887
Propiedades, planta y equipo	204.717.401
Propiedades de inversión	4.063.303
Activos por impuestos diferidos	112.746
Total activos	<u>288.033.092</u>

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (A) y (B) del Anexo I.



ANEXO III

**COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A., EMEL NORTE S.A. Y EMELAT
INVERSIONES S.A.**

Descripción de los activos y pasivos que se incorporan a Compañía General de Electricidad S.A.
provenientes de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. al 31 de marzo de 2017

Pasivos que se aportan

Pasivos	M\$
Pasivos Corrientes:	
Otros pasivos financieros, corrientes	55.338.496
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	27.813.363
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	916.316
Otras provisiones corrientes	282.408
Otros pasivos no financieros	1.584.650
Pasivos no Corrientes:	
Otros pasivos financieros, no corrientes	51.441.683
Cuentas por pagar, no corrientes	188.520
Pasivos por impuestos diferidos	7.174.340
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.651.584
Otros pasivos no financieros.	6.029.813
Total pasivos	<u>154.421.173</u>

(*) Los activos y pasivos que se aportan corresponden a la suma de las columnas (A) y (B) del Anexo I.



ANEXO IV

**DETERMINACIÓN DE PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE LOS ACCIONISTAS Y
 RELACIÓN DE CANJE AL 31 DE MARZO DE 2017**

(1) Relación de canje:

	EMEL NORTE S.A.	EMELAT INVERSIONES S.A.	CGE
Valor económico del patrimonio al 31 de marzo 2017 – M CLP\$	221.164.975	52.666.946	1.524.490.442
Número de acciones emitidas	14.555.674	6.115.498	1.995.317.064
Valor de la acción (en pesos)	15.194,417	8.612,045	764,034
Razón de canje =	19,8871x	11,2718x	

(Número de acciones de Compañía General de Electricidad por cada acción de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A.)

Con posterioridad a la fusión, el capital de la compañía fusionada estará representado como se indica en el siguiente cuadro:

	Participación %	Acciones N°
ACCIONISTAS DE COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD		
Actuales accionistas de CGE	99,687%	1.995.317.064
ACCIONISTAS DE EMEL NORTE S.A. Y EMELAT INVERSIONES S.A. CHILE QUE SE INCORPORAN A LA ENTIDAD FUSIONADA		
Minoritarios Emel Norte S.A.	0,258%	5.160.910
Minoritarios Emelat Inversiones S.A.	0,055%	1.099.537
Totales	<u>100,00%</u>	<u>2.001.577.511</u>

Las participaciones anteriores, son las que resultan luego de que CGE (Compañía Absorbente) emita un total de 6.260.447 nuevas acciones para ser distribuidas entre los accionistas no controladores de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. (Compañías Absorbidas), determinadas con sus Roles de Accionistas al 31 de Mayo de 2017.



ANEXO IV

(2) Encuadre Macroeconómico

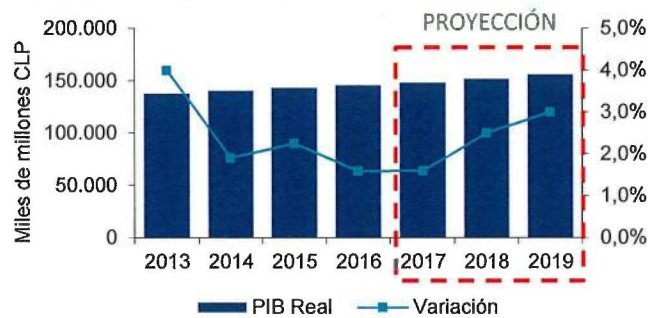
a) Encuadre macroeconómico de Chile

Durante los últimos años, Chile ha enfrentado una desaceleración en su economía, con un crecimiento de 4,0% PIB real en 2013 hasta un 1,6% PIB real en 2016 (Banco Central de Chile). Esto debido a la merma de la actividad minera, principalmente minería de cobre, lo cual se suma a un bajo rendimiento de las actividades manufactureras y de servicios empresariales. De la misma forma ha existido una reducción del crecimiento en la demanda interna desde un 3,6% en 2013 hasta un 1,1% en 2016.

El cuarto trimestre de 2016 fue el de peor desempeño del año con un incremento del 0,5% comparado con el año anterior, consolidando las expectativas de desaceleración de la economía chilena, principalmente debido a un deterioro de la actividad minera por una menor ley del mineral¹ y paralizaciones de la operación. Lo cual se extiende al primer trimestre del año 2017, donde el segmento del PIB, que no considera recursos naturales, mostró una debilidad mayor a la anticipada y los datos recientes indican que su velocidad de recuperación será algo menor. No obstante, varios elementos ayudarán a que la economía retome un mayor ritmo de expansión durante el mediano plazo destacando el que no se observan desbalances macroeconómicos relevantes, la disminución del impacto negativo del ajuste de la inversión minera, la mejora en las perspectivas externas y una política monetaria que seguirá siendo claramente expansiva.

El Banco Central ha ido recortando las expectativas de crecimiento para el presente año, y se espera un crecimiento del PIB para 2017 entre el 1,0% y 2,0%, y entre el 2,25% y 3,25% para 2018 (Informe de Políticas Monetarias del Banco Central de Chile). Por otra parte, la Encuesta de Expectativas Económicas de mayo del Banco Central espera un crecimiento del PIB de 1,6% para el año 2017, 2,5% para el año 2018 y 3,0% para el año 2019.

Crecimiento PIB real (2013-2019)



Fuente: Banco Central de Chile

¹ Ley del Mineral: se refiere a la concentración de cobre presente en las rocas y en el material mineralizado de un yacimiento. (Fuente: Ministerio de Minería de Chile)

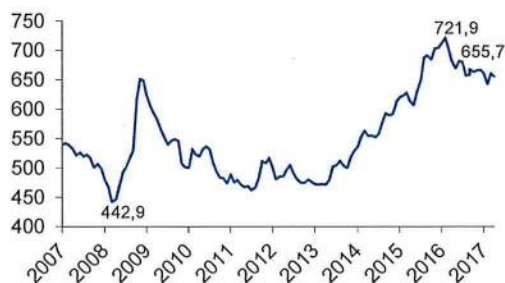


ANEXO IV

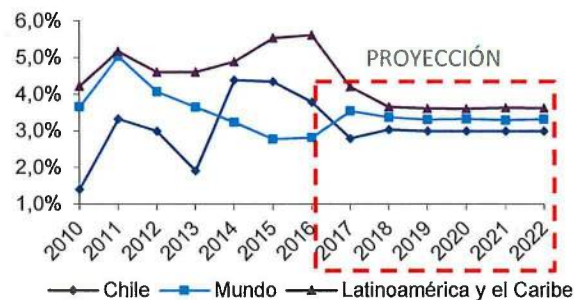
La inflación ha seguido bajando desde 2014, evolucionando en línea con lo anticipado por el Banco Central de Chile (BCCCh) y con perspectivas de que se mantenga relativamente estable. Según el BCCCh, en 2015 la inflación fue del 4,3%, en 2016 del 2,7%, y las previsiones para 2017 y 2018 son del 2,9% y 3,0%, respectivamente. En dichas previsiones realizadas por el BCCCh, se estima que la inflación irá disminuyendo durante los próximos meses. Sin embargo, ésta se acabará situando en torno al 3% a fines de 2017, manteniéndose dicha tasa de inflación hasta el primer trimestre de 2019. Estas previsiones se apoyan principalmente en la estabilidad del tipo de cambio real (TCR), así como en que se comenzará a recuperar la actividad económica y se encuentran en línea con lo estimado por el Fondo Monetario Internacional.

El peso chileno se ha depreciado de forma importante durante los últimos años, luego que la Reserva Federal de Estados Unidos anunciara medidas menos expansivas de política monetaria, afectando el precio de productos básicos, especialmente el cobre. Adicionalmente, ha habido un crecimiento más lento de la demanda de cobre por China, principal comprador del mineral en el mundo, afectando el precio internacional del metal, impulsándolo a la baja y reduciendo la entrada de divisas a Chile. El fortalecimiento del peso durante el primer semestre de 2016 responde a una leve mejora en el precio del cobre y políticas monetarias más expansivas en mercados desarrollados, mientras que en el segundo mostró un comportamiento volátil el cual inicia tras conocerse el resultado de la elección presidencial en EE.UU. Finalmente, cabe mencionar que el primer trimestre del 2017, el tipo de cambio se ubica en torno CLP 660 por USD cifra que, según la Encuesta de Expectativas Económicas del Banco Central, incrementará hasta CLP 670 en los dos próximos años.

Tipo de Cambio [CLP/USD]



Inflación, IPC (promedio) (2010 - 2022)



Fuente: Banco Central de Chile y World Economic Outlook, FMI

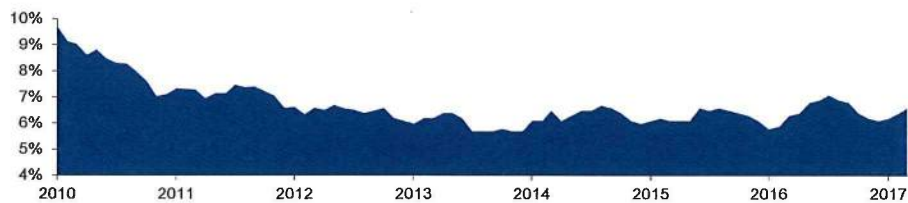


ANEXO IV

Pese al lento crecimiento de la economía en los últimos años, el mercado laboral ha respondido con resiliencia, manteniendo un nivel bajo de desocupados. No obstante, la tasa de desempleo nacional ha aumentado paulatinamente, llegando a 6,6% a marzo del año 2017. Según indica el Banco Central de Chile, ha aumentado el trabajo por cuenta propia, mientras que el desempleo ha presentado un crecimiento acotado debido a un menor crecimiento de la fuerza de trabajo.

Según proyecciones del FMI, se espera una tasa de desempleo de 7,0% y 6,8%, para 2017 y 2018, respectivamente. Hacia 2022, se proyecta en 6,3%.

Tasa de desempleo mensual



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas



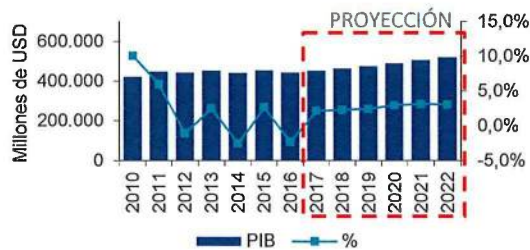
ANEXO IV

b) Encuadre macroeconómico de Argentina

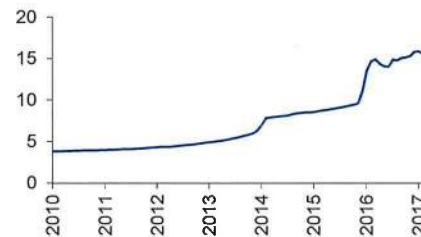
Con un Producto Interno Bruto (PIB) de más de USD 445.469 millones, Argentina es una de las economías más grandes de América Latina. El Gobierno ha reestructurado su agencia nacional de estadísticas publicando nuevamente una serie de indicadores clave.

De acuerdo al reporte “Perspectivas de la economía mundial”, a abril 2017, del Fondo Monetario Internacional, proyecta una expansión en la actividad Argentina del 2,2% en 2017 producto de un aumento del consumo y la inversión pública, y en 2,3% para 2018 sustentado en la recuperación de la inversión privada. Por otra parte el Banco Central de la República Argentina (BCRA) señala que durante 2016 la economía mantuvo un estado de recesión con un crecimiento negativo del 2,3%, la cual presentó a finales de año indicadores de actividad económica que sugieren indicios de recuperación, debido a una expansión de la actividad económica observada en el Índice Líder de Actividad Económica (ILA).

Crecimiento PIB real USD (2010-2022)



Tipo de Cambio (ARS/USD)

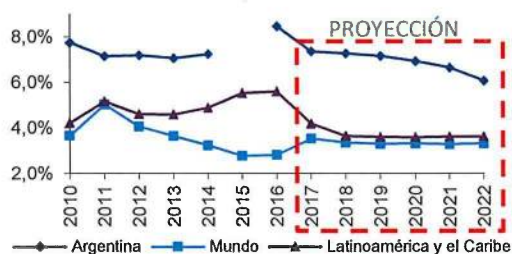


Fuente: Fondo Monetario Internacional, Banco Central de Chile.

Respecto al tipo de cambio, el peso argentino, a diferencias de otras divisas, ha presentado un comportamiento estable durante el 2016 respecto a la apreciación del dólar estadounidense, lo cual se explica principalmente debido a régimen cambiario de flotación adoptado por Argentina a finales del año 2015.

A partir de enero el Banco Central adoptó formalmente un régimen de metas de inflación, con un rango objetivo de inflación decreciente en el tiempo: entre 12% y 17% para 2017, entre 8% y 12% para 2018, y 5% a partir de 2019. Actualmente según datos del Fondo Monetario Internacional, la inflación promedio de 2016 fue cercana al 8,5%.

Inflación, IPC (promedio) (2010 - 2022)



Fuente: Fondo Monetario Internacional
(* Dato 2015 no se encuentra disponible.



ANEXO IV

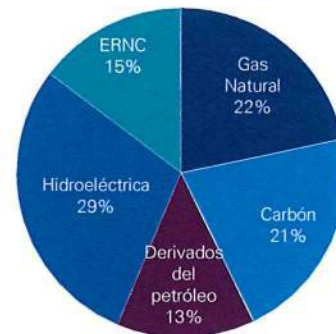
(3) Marco Regulatorio y Sector Eléctrico en Chile

a) Sector eléctrico en Chile

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas mayoritariamente por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y parte de la transmisión.

El sistema eléctrico chileno se estructura geográficamente sobre cuatro entramados eléctricos independientes, Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Aysén y Magallanes, lo cual cambiará a partir de 2018 con la unificación del SIC y el SING, el cual abarcará 3.100 km conectando desde la ciudad de Arica hasta la isla de Chiloé, en el sur.

La capacidad instalada, en los sistemas SING, SIC, Aysén y Magallanes, de generación eléctrica al mes de abril del año 2017 alcanza los 22.846 MW, de los cuales 17.333 MW (75,9%) corresponden al Sistema Interconectado Central (SIC) y 5.347 MW (23,4%) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), mientras que en conjunto los sistemas de Aysén y Magallanes poseen 166 MW (0,7%). Durante los últimos 10 años, se ha observado un crecimiento promedio anual de 3,5% en la generación eléctrica bruta nacional. Respecto a la tecnología utilizada en generación, en el gráfico a continuación se puede apreciar la variedad en la matriz energética de los sistemas SING y SIC.



Fuente: Reporte mensual sector energético abril 2017, Comisión Nacional de Energía

A diciembre 2016 el sistema de transmisión del SING registra una longitud de 9.483 km (CAGR 2006 – 2016 de 4,9%), compuesto principalmente por líneas de transmisión dedicadas (77,8%), y en menor medida por líneas de transmisión nacional (14,6%) y zonal (7,6%). Por otra parte el SIC registra 22.070 km (CAGR 2006 – 2016 de 2,5%), compuestas en un 38,0% por líneas de transmisión zonal, 31,1% con líneas dedicadas y 30,9% con líneas del segmento nacional.

El principal organismo regulador del estado en el sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), que se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.



ANEXO IV

b) Marco regulatorio

Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas en Chile por el sector privado, mientras que el Estado sólo cumple una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Es por lo anterior que, salvo algunas excepciones, las empresas cuentan con libertad para decidir sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, por lo que son responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Desde el proceso de producción de electricidad hasta el suministro a clientes finales, el marco regulatorio distingue tres segmentos: Generación, Transmisión y Distribución.

Generación

Se constituye por las centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico. Esta actividad opera bajo libre competencia, no hay barreras de entrada legales, en la medida que no se identifiquen condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de lo anterior, la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y seguridad del sistema. La coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operan interconectadas entre sí es efectuada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio. El Coordinador es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía y potencia que se producen entre los generadores.

Transmisión

Dicha actividad está destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos. La Ley General de Servicios Eléctricos distingue cinco segmentos de transmisión: el "sistema de transmisión nacional", que interconecta las subestaciones troncales definidas en los decretos de precio nudo, el "sistema de transmisión zonal", que corresponde a las instalaciones necesarias para interconectar el sistema nacional con los clientes finales que se encuentren en las zonas de concesión de empresas distribuidoras, el "sistema de transmisión para polos de desarrollo", que permite a través de una única línea de transmisión, la evacuación de energía generada desde polos de desarrollo de generación, "sistema de interconexión internacional" dedicado para intercambios internacionales de energía, y "sistema de transmisión dedicado", que corresponde a todas las instalaciones que no pertenecen al sistema a los sistemas mencionados, y que están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía a usuarios no sometidos a regulación de precios.

Las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional y de los sistemas zonales están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. El Coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional tendrá obligación de ejercer coordinación técnica y económica sobre los sistemas de interconexión internacionales. En los sistemas adicionales sólo están sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de servidumbres amparadas en un decreto de concesión y las que usen bienes nacionales de uso público.



ANEXO IV

Distribución

Corresponde a la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales. La actividad se desarrolla bajo la modalidad de concesiones de distribución y las empresas que la desarrollan son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan dicha tarea, pero tienen la obligación de dar servicio en las zonas de concesión otorgadas.

La legislación vigente regula las condiciones de su explotación, los precios que se pueden cobrar a clientes regulados y las condiciones de calidad de servicio.

El mercado chileno ha sido dividido en dos categorías: 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; clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de tres componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados -dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de la licitaciones realizadas; el Cargo Único por uso del Sistema de Transmisión; y el 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.

Esta última componente se calcula cada 4 años, sobre la base del dimensionamiento de empresas modelo de distribución, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

El sistema regulatorio está diseñado para proporcionar al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias una tasa de rentabilidad económica razonable sobre la inversión y que no puede diferir en más de cuatro puntos de un 10% real anual, antes de impuestos.



ANEXO IV

Fijación de precios según sector

La fijación de precios en el mercado eléctrico está directamente relacionada al tipo de servicio.

Mientras el mercado de generación es esencialmente libre, el de transmisión y distribución, dada sus características de monopolios naturales, los precios son fijados por la autoridad mediante decretos tarifarios, que tienen una vigencia de 4 años.

Generación: Las generadoras venden su energía al mercado spot, la cual es retribuida en base a los costos marginales horarios de generación (el costo de la central más cara que se encuentre operando – modelo marginalista) en las correspondientes barras de inyección. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es quien regula la oferta y demanda, y determina qué tecnología entra a operar en cada momento, definiendo así el costo marginal a ser retribuido.

Por otra parte, las generadoras pueden suscribir contratos con clientes libres, en condiciones “over the counter”, o con empresas distribuidoras, como resultado de procesos de licitación cuyos precios se mantienen constantes, salvo por las correspondientes indexaciones, durante toda la vigencia del respectivo contrato. Para satisfacer los requerimientos de energía de sus contratos, los generadores deben efectuar los correspondientes retiros del sistema, los cuales son valorizados al costo marginal de las correspondientes barras de retiro.

Transmisión: Los propietarios de instalaciones del sistema de transmisión nacional reciben anualmente un ingreso equivalente al valor anual de transmisión nacional, que corresponde al valor anualizado de inversión y al costo anual de operación, mantenimiento y administración, el que es fijado por el Ministerio de Energía cada cuatro años. Por otra parte, las instalaciones de transmisión zonal son remuneradas por medio de una tarifa regulada, que se determina cada cuatro años a través del correspondiente estudio, el que considera el valor anual de los sistemas adaptados a la demanda y busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de la instalaciones eficientemente operadas. A su vez, las instalaciones de transmisión dedicadas se rigen por contratos privados entre partes, en los que se establece el pago por los servicios de transmisión, calculados como el valor anualizado de la inversión, a los que se agregan los costos de operación, mantenimiento y administración, conforme a lo establecido en las disposiciones legales pertinentes.

En los sistemas de transmisión nacional y zonal, las obras nuevas se adjudican mediante procesos de licitación, cuyo valor resultante se paga por 20 años. Transcurrido dicho periodo, su valorización queda sometida al régimen de las obras existentes. En el caso de obras de ampliación, el Valor Anual de Inversión se remunera por 20 años (Valor de Inversión resultante de una licitación y tasa vigente al momento de la adjudicación).

Distribución: La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por el Ministerio de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el Precio de Nudo, que corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados -dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, considerando el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas; el Cargo Único por uso del Sistema de Transmisión; y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que



ANEXO IV

permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.

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. Las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas de la industria como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

El Valor Agregado de Distribución remunera los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo; las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y los 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.

(4) Marco Regulatorio y Sector Eléctrico en Argentina

a) Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico en Argentina está ordenado a través del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que fue potenciado y modificado a partir de la Resolución SE N°95/2013 en el año 2013, como parte de un proceso de privatización que pretendía crear un mercado competitivo. De este modo, generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y pueden acceder a contratos de suministro de electricidad a largo plazo. Dentro de las principales características del MEM está:

- Ser un mercado a término en donde las cantidades, los precios y las condiciones contractuales son acordadas directamente entre vendedores y compradores (después de la promulgación de la Resolución SE N°95/2013, este mercado se limitó al mercado de Energía Plus);
- Un mercado spot, donde los precios son establecidos por hora en función del costo económico de producción; y
- Un sistema estabilizado de precios al contado a través de precios estacionales, establecidos semestralmente y diseñado para mitigar la volatilidad de los precios al contado para la compra de energía eléctrica por los distribuidores.

ANEXO IV

En el diagrama a continuación se observa las relaciones entre los distintos actores del MEM.



CMMESA es una empresa privada que está a cargo de la gestión del MEM, del envío de electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), maximizando su seguridad, la calidad de la electricidad suministrada y la minimización de los precios al por mayor en el mercado al contado. Dentro de sus principales funciones se encuentran:

- Planificar las necesidades de capacidad y optimizar el uso de energía de acuerdo a las reglas establecidas por la Secretaría de Energía del Gobierno Central;
- control de la operación del mercado a término, administrar el despacho técnico de energía eléctrica en los acuerdos propios del mercado;
- actuar como agente de los distintos agentes del MEM y desempeñar las funciones que tiene asignadas en el sector eléctrico, incluyendo la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM (previa aprobación de la Resolución SE N°95/2013, esta se limitó a los contratos entonces en vigor y, a partir de entonces, a los contratos celebrados bajo el Programa de Energía Plus);
- la compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación / exportación pertinentes;
- la compra y administración de combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el Artículo N°8 de la Resolución SE N°95/2013 y el artículo 4 de la Resolución SE N°529/2014); y proporcionar consultoría y otros servicios relacionados.



ANEXO IV

b) Marco regulatorio

Generación

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas por las resoluciones. Generadores privados pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios. Sin embargo esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N°95/2013.

Transmisión

Las empresas transportistas tienen una concesión para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista de dicha energía hasta los Distribuidores. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STDT"), que opera a 132/220 kV y conecta generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de la misma región. Transener es la única compañía a cargo del STAT, y existen seis compañías regionales dentro del STDT. Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STAT o del STDT.

Los servicios de transporte y distribución se llevan a cabo a través de concesiones, asignados periódicamente en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la expansión del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"). Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro.

Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro, o directamente a los clientes. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por los mismos o en su nombre. El ENRE debe llevar a cabo un proceso de audiencia pública para estos proyectos, y luego emitir un "Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública". Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar acceso abierto a terceros en virtud de un sistema regulado de tarifas a menos que exista una restricción de capacidad.



ANEXO IV

Distribución

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los consumidores, con el deber principal de suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires -conocido como SEGBA-(EDENOR, EDESUR y EDELAP) representan más del 45% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe, Energía de Misiones, etc.) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Edelap fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

Cada distribuidor suministra electricidad y opera la red de distribución de una zona geográfica concreta en virtud de una concesión. En cada concesión se establece, entre otras cosas, el área de concesión, la calidad del servicio requerido, las tarifas que pagan los consumidores y el alcance de la obligación para satisfacer la demanda. El ENRE supervisa el cumplimiento de los distribuidores a nivel federal, y proporciona un mecanismo de audiencias públicas en las que las quejas contra los distribuidores pueden ser escuchadas y resueltas. A su vez, los organismos reguladores provinciales controlan el cumplimiento de distribuidores locales con sus respectivas concesiones y con los marcos normativos locales.

El ENRE y las autoridades provinciales controlan los contratos de concesión y los términos de prestación de los servicios públicos en las provincias. Muchos gobiernos provinciales que han lanzado reformas en el sector eléctrico han seguido los términos y condiciones de la concesión general utilizada para la distribución de servicios públicos en el ámbito nacional.

Grandes usuarios

El mercado mayorista de electricidad clasifica los grandes usuarios de energía en tres categorías: (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMAs"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUMEs") y (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPAs").

Cada una de estas categorías de usuarios tiene diferentes necesidades en lo que respecta a las compras de su demanda de energía. Por ejemplo, GUMAs están obligados a comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en el Mercado Spot, mientras que GUMEs y GUPAs están obligados a comprar la totalidad de su demanda a través de contratos de suministro.

Los grandes usuarios del mercado eléctrico mayorista participan de la dirección de CAMMESA eligiendo dos directores titulares y dos suplentes a través de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina ("AGUEERA").



ANEXO IV

La tarifa de electricidad en Argentina

Para el usuario final, la tarifa de electricidad se fija principalmente por tres componentes: energía (comprada a CAMMESA), gastos de transporte y VAD. Las tarifas son revisadas periódicamente por los entes reguladores correspondientes a solicitud de las distribuidoras (en el caso de las Compañías, entes provinciales), desde una a cuatro veces al año. Las revisiones incluyen todos los conceptos (energía y VAD).

Además, el VAD es determinado por cada autoridad provincial, generando que en la jurisdicción más poblada (capital y alrededores), tiene un VAD dos a tres veces menor que el VAD de las provincias, por lo que los usuarios de esta región estarían siendo beneficiados debido a los subsidios energéticos recibidos y el menor valor de VAD en comparación a otras regiones.

Durante el periodo del 2014 y 2015 el Gobierno Nacional argentino realizó el Informe a los Accionistas 29 Provincias Argentinas un "Plan de Convergencia Tarifario". El mismo dispuso el congelamiento de las tarifas eléctricas para los usuarios. Debido a este cambio, el estado comprometió fondos para aplicar principalmente a las inversiones en materia de transporte y distribución, destinadas a compensar a las prestatarias los menores ingresos derivados de dicho congelamiento.

Al año 2016, se introdujo la resolución descongelamiento tarifario como consecuencia de la finalización del "Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina" suscrito por la Nación y la Provincia. Por lo que, a partir de enero de 2016 se comenzó a aplicar un aumento tarifario al VAD otorgados a la Distribuidora durante los años 2014 y 2015. Cabe mencionar que esta indicación afecta a la provincia de San Juan. Esto fue concreto debido a la Revisiones Tarifarias Ordinaria y Extraordinaria correspondientes al quinquenio 2016 – 2020 que se realizaron.

Estado de Emergencia del Sector Eléctrico

A raíz de las condiciones de mercado impuestas por el estado en los últimos años, no se han generado los incentivos necesarios para que los actores privados inviertan lo suficiente en el Sistema Eléctrico y puedan proveer el suministro necesario para abarcar la creciente demanda, por lo que el Presidente de la Nación Argentina ha decretado un estado de emergencia del Sector Eléctrico Nacional, bajo el cual el Ministerio de Energía y Minería debe elaborar e implementar un conjunto de acciones necesarias que involucren a los sectores de generación, transporte y distribución, para adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Los procedimientos realizados a raíz del decreto han comenzado en enero 2016 con el descongelamiento tarifario, junto a dos resoluciones adoptadas en septiembre y diciembre de 2016 determinando proyecciones de precios referenciales para potencia y energía en línea con lo mencionado anteriormente, además de un plan de estímulo al ahorro de energía y la definición del volumen de energía de empresas de distribución de electricidad asociado a un precio específico, denominado como "Tarifa Social".

Asimismo se instruye a los organismos de la Administración Pública Nacional y a las jurisdicciones regionales a promover un programa de racionalización del consumo u otras medidas necesarias para alcanzar los objetivos trazados, en estrecha coordinación con el Ministerio de Energía y Minería.



ANEXO IV

(5) Descripción de las compañías a valorar

i. Compañía General de Electricidad S.A

En 1905 se funda la Compañía General de Electricidad Industrial S.A., abasteciendo de energía eléctrica a San Bernardo, Rancagua y Temuco. A partir de ahí continuó su desarrollo en el servicio eléctrico a nivel nacional, como también en el negocio del gas. Hoy CGE es la cabecera de uno de los grupos energéticos más importantes de Chile, desarrollando su actividad en el sector de electricidad en Chile (desde Arica a Puerto Williams) y Argentina (en tres provincias).

El 14 de noviembre de 2014, Gas Natural Fenosa Chile SpA adquirió 96,5% de participación en Compañía General de Electricidad S.A. mediante una OPA al valor de CLP4.700 por cada acción. Luego, adquirió (mediante un poder de compra) un porcentaje adicional llegando a una participación de 97,37%, producto de la compra total de 405.730.022 acciones por un monto total de CLP1.906,8 mil millones.

Luego el 1 de junio de 2016 Gas Natural Fenosa Chile SpA se transformó en una sociedad anónima abierta con la razón social Gas Natural Fenosa Chile S.A.

Como parte del Plan de Reorganización Societaria que está llevando a cabo el Grupo CGE en Chile, el 9 de agosto de 2016 se acordó la fusión de Gas Natural Fenosa Chile S.A. (hoy CGE) con su entonces filial Compañía General de Electricidad S.A. Posteriormente, con fecha 14 de octubre de 2016, la sociedad resultante de la fusión (CGE) se dividió en dos sociedades, una continuadora, Compañía General de Electricidad S.A. y una nueva sociedad, denominada CGE Gas Natural S.A., donde se concentraron las inversiones del sector eléctrico y de gas natural, respectivamente.

De este modo, a partir del 14 de octubre de 2016, CGE pasó a administrar todas las inversiones accionarias en las sociedades del rubro de electricidad que el Grupo Gas Natural Fenosa posee en Chile. Posteriormente, el 14 de diciembre de 2016 se aprobó la fusión por incorporación de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A., manteniendo el nombre de esta última y anexando así parte del negocio de transmisión a la matriz del negocio eléctrico.

Compañía General de Electricidad S.A. posee el 98,22% de Emel Norte S.A., a través de la cual controla entre otras compañías a Emelat Inversiones S.A., sobre la cual Emel Norte tiene un 98,41% de participación.

ii. EMEL NORTE S.A.

Es una sociedad de inversiones, que agrupa compañías operativas que participan en el negocio de distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en el norte grande de Chile, lo cual realiza a través de sus subsidiarias:

- Emelari distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en las comunas de Arica y Camarones de la Región de Arica y Parinacota.
- Eliqsa distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara y Alto Hospicio, entre otras.

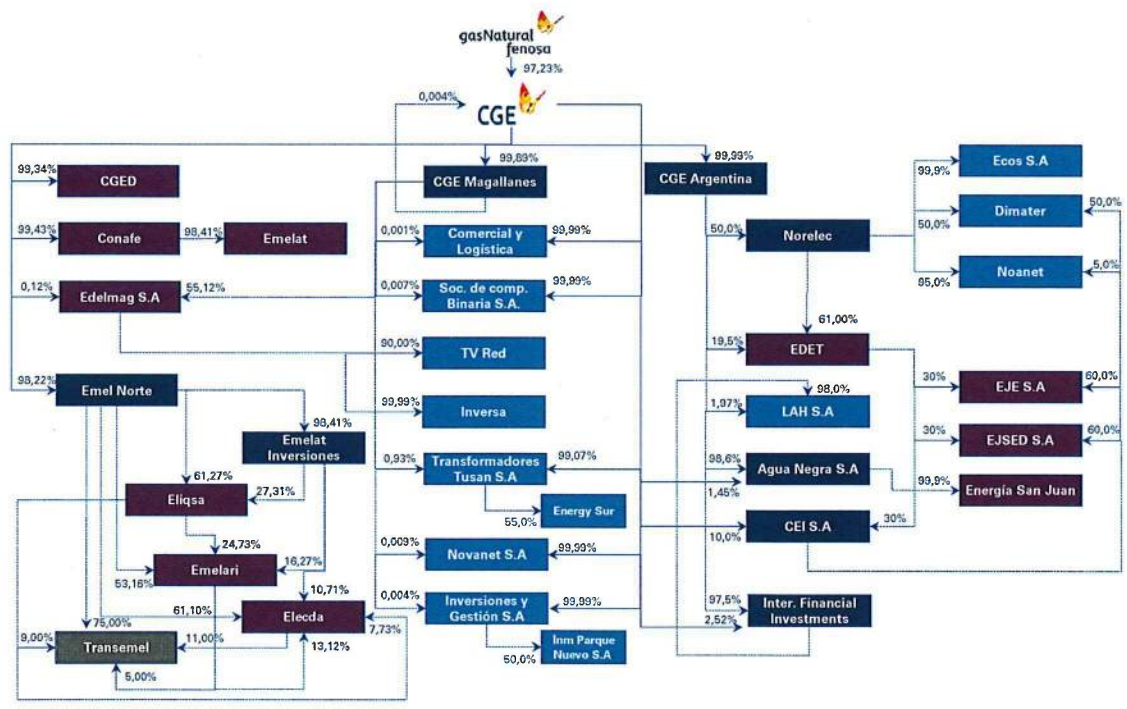


ANEXO IV

- Elecda, distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras.
- Transemel, que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a través de cuatro subestaciones de transformación, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta.
- Emelat Inversiones: es una sociedad no operativa que mantiene inversiones directas en Eliqsa, Emelari y Elecda.

iii. EMELAT INVERSIONES S.A.

Emelat Inversiones se constituye en 2010 como una sociedad de inversiones y participa indirectamente en el negocio de distribución y transmisión de energía eléctrica en Chile por medio de sus coligadas Emelari, Eliqsa y Elecda.



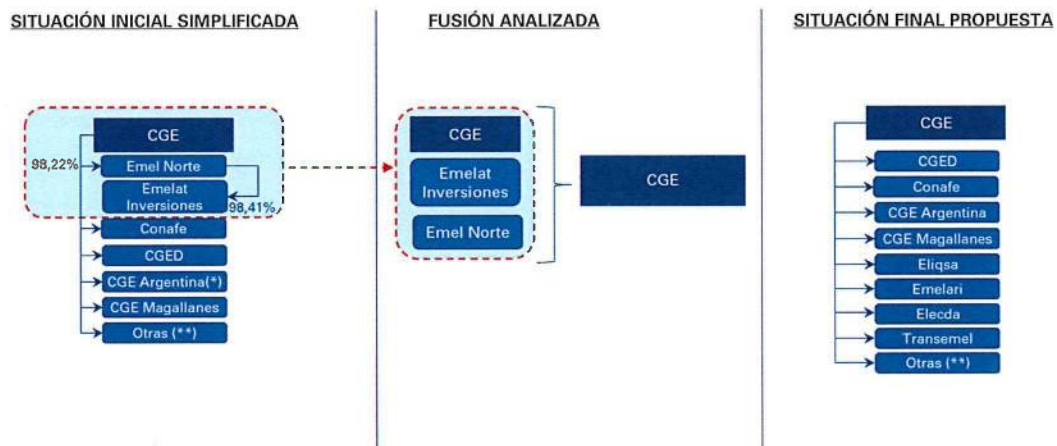


ANEXO IV

(6) Descripción de la Transacción

De acuerdo a lo informado por la Administración, la operación que se llevaría a cabo, involucra a las compañías Compañía General de Electricidad S.A., (“CGE”) y sus filiales Emel Norte S.A. (“Emel Norte”) y Emelat Inversiones S.A. (“Emelat Inversiones”). Compañía General de Electricidad S.A. tiene un 98,22% de participación directa en Emel Norte S.A. y un 98,41% de participación indirecta en Emelat Inversiones S.A. por medio de la participación en Emel Norte S.A. El objeto de esta fusión es eliminar vehículos de inversión intermedios. La sociedad resultante de esta operación mantendría el nombre de Compañía General de Electricidad S.A.

De manera simplificada, la estructura societaria se puede resumir de acuerdo al siguiente diagrama:



(*) Se refiere a compañías operativas en Argentina: ESJ, Norelec, EDET y otras. Malla detallada disponible en la página web de CGE.

(**) Se refiere a compañías de servicios y/o soporte a los negocios del grupo, CLG, Binaria, Tusan, Novanet, IGSA y otras, malla detallada disponible en la página web de CGE.



ANEXO IV

(7) Metodología aplicada

En el análisis se han utilizado distintas metodologías de valoración para cada sociedad, dependiendo de sus características, información disponible e importancia relativa en el valor total de Compañía General de Electricidad S.A., Emelat Inversiones S.A. y Emel Norte S.A. De esta manera, se han valorado sociedades por metodologías de Flujos de Caja Descontados (DCF), Múltiplos Comparables, Valor Activos o bien Valor Patrimonial Ajustado (VPA).

Flujo de Caja Descontado (DCF)

Es un método de valoración de carácter dinámico, es decir, considera el valor del negocio en función de la capacidad para generar flujos futuros. En la aplicación de esta metodología, tras la obtención de los flujos, estos son descontados a una tasa de descuento (Costo de Capital Promedio Ponderado – WACC) que refleja el riesgo asociado al negocio considerado, ajustando dicho valor por deudas netas y activos/pasivos no operacionales.

Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

Consiste en estimar el valor de mercado del patrimonio de una empresa, a partir del valor de mercado de cada una de las líneas que componen el activo y el pasivo observado en sus estados financieros. El valor del patrimonio será la diferencia entre activos y pasivos estimados. En el caso de una sociedad de inversión, se reconoce el valor razonable de la inversión en la(s) entidad(es) operativas, para luego obtener el valor patrimonial de la misma. Una vez estimado el valor patrimonial total, se considera el porcentaje de participación respectivo que tiene la sociedad de inversión en cada entidad.

Múltiplos Comparables

Es un método de valoración que consiste en aplicar ratios financieros, como Enterprise Value/EBITDA, Price/Book, Price/Sales de empresas comparables en cuanto a la actividad, industria, área geográfica o mercado en el cual participa y tamaño, entre otros. Se utiliza el ratio de mercado obtenido, y la referencia de la empresa a valorar para estimar el valor de la compañía.



ANEXO IV

(8) Detalle de Valoración

A continuación se detallan las metodologías de valoración y los resultados obtenidos en la estimación del Equity Value de Compañía General de Electricidad S.A., Emelat Inversiones S.A. y Emel Norte S.A. las que se han realizado a partir de la valorización de cada una de las sociedades filiales que pertenecen a dicho conglomerado, teniendo en cuenta la respectiva participación accionaria, y las características de las distintas entidades que la componen.

Las estimaciones realizadas sobre el valor razonable tienen vigencia a la fecha establecida específicamente en este informe.

Resumen Valoración (MM CLP)				CGE Stake	Valor Patrimonio para CGE
Empresa	Metodo de valoración	Enterprise Value	Equity Value		
Electricidad					
Sociedades Operativas					
CGE (Individual sin participación en relacionadas)	DCF	820.617	242.887		242.887
Emel Norte	VPA		221.185	98,22%	217.222
Emelat Inversiones	VPA		52.887		
Transmel	DCF	48.747	33.259		
Ekqsa	DCF	108.855	118.202		
Elecda	DCF	141.403	100.461		
Emelari	DCF	52.505	57.242		
CGED	DCF	856.880	624.087	99,34%	618.973
Conafe - Emelat	DCF	293.885	212.139	99,43%	210.830
Edelmag	DCF	128.550	104.298	0,12%	120
CGE Argentina	Multiple	58.314	74.780	99,99%	74.784
CGE Magallanes	VPA		57.331	99,90%	57.271
Total Electricidad			1.888.479		1.423.187
Servicios					
Tusan	Multiple	18.178	18.038	99,07%	16.889
CLG	Multiple	21.828	14.140	100,00%	14.139
Binaria	Multiple	28.508	8.784	99,99%	8.783
IGSA	Multiple		81.203	100,00%	81.200
Novanet	Multiple		574	99,99%	574
Total Servicios		68.514	88.718		88.568
Otros					
					2.758
Equity Value - CGE (Consolidado)					1.524.480

Otros considera, considera la participación minoritaria de JCGE en las sociedades de inversiones de Agua Negra (1,45%), de CEISA (10%) y de IFISA (2,5%), las cuales suman en total MM CLP 2.758.

A continuación se complementa la información relacionada con los supuestos, los criterios y las estimaciones utilizadas en las valorizaciones de cada una de las sociedades involucradas, según metodologías utilizadas.



ANEXO IV

a) Sociedades valoradas según método de Flujo de Caja Descontado (DCF)

- **CGE**

CGE es la sociedad matriz y operativa responsable del desarrollo del negocio eléctrico del Grupo CGE. En diciembre 2016 CGE aprueba la fusión por absorción de Transnet S.A. en Compañía General de Electricidad S.A. incorporando así a la matriz del negocio eléctrico parte de las operaciones de transmisión eléctrica del grupo. En este sentido CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC), con una infraestructura de transmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, prestando servicios no sólo a empresas distribuidoras de CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. A diciembre 2016, la energía retirada del sistema de transmisión de CGE alcanzó a 13.221 GWh, 0,2% menor a lo registrado el año anterior.

CGE cuenta con infraestructuras emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos, con 3.437 kilómetros de líneas, que representan cerca del 40% de las líneas de transmisión zonal del SIC, y 175 subestaciones transformadoras que totalizan 7.375 MVA de potencia instalada, constituyendo el 33% de la potencia instalada del SIC, cifras que la posicionan como el principal actor en el sector de la transmisión zonal en el país.

Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2040 positivo de 4,1%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 66,2% para el periodo 2017 – 2040, con un CAGR de 4,1%.

- **Transemel S.A.**

Es una sociedad subsidiaria directa de EMEL NORTE, que presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el SING. Para ello, cuenta con cuatro subestaciones de transformación, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta. Estas subestaciones transforman la energía suministrada por las empresas generadoras y la entregan a las empresas de distribución eléctrica EMELARI, ELIQUA, ELECDA y otros clientes a través de un sistema de transmisión de 66 kV, 110 kV, 220 kV y 154 kV, compuesto por 91,5 km de líneas y una capacidad de transformación de 660 MVA.

Los ingresos registrados a diciembre de 2016 son un 19,4% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 72,6% registrado en diciembre de 2015 frente al 66,4% registrado en 2016. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 24 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2040 positivo de 4,4%. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 66,49% para el periodo 2017 – 2040, lo cual se encuentra 7 puntos base por sobre el margen EBITDA presentado en los estados financieros a diciembre 2016.



ANEXO IV

- **CGE Distribución S.A.**

Empresa distribuidora de energía eléctrica, integrante del grupo CGE, que opera en las comunas del sur de la región Metropolitana, y además en las regiones del General Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Bío Bío, y de la Araucanía. El ámbito de negocios se compone principalmente por la distribución de energía eléctrica, la cual va principalmente destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

Los ingresos de CGE Distribución se componen en un 94% por distribución de energía, mientras que el 6% restante corresponde a servicios eléctricos. De la energía física vendida en la operación del año 2016 el 37% corresponde a consumo residencial, el 28% a industrial y el 21% a comercial. La región Metropolitana representó el 32% de la energía física vendida en el año 2016.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar que se tomaron en cuenta estimaciones realizadas para las ventas físicas del periodo 2016 – 2021, la evolución estimada de las tarifas reguladas en dicho periodo, los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, los costos administrativos y comerciales, así como el nivel de inversiones requeridas para abastecer la demanda y calidad de servicio correspondiente. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2021 positivo de 5,9%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 8,7% para el periodo 2017 – 2021, lo cual se encuentra 66 puntos base por sobre el margen EBITDA presentado en los estados financieros a diciembre 2016.

- **Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.**

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, integrante del grupo CGE, que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso, y además en la región de Atacama. El ámbito de negocios se compone principalmente por la distribución de energía, la cual va destinada a clientes regulados de las regiones anteriormente mencionadas.

Los ingresos de las compañías se componen en un 86% por distribución de energía, mientras que el 14% restante corresponde a servicios eléctricos (principalmente servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas). De la energía física vendida en la operación del año 2016 el 35% corresponde a consumo residencial, el 25% a comercial y el 8% a industrial.

Con respecto a los supuestos utilizados para proyectar los flujos se puede destacar que se tomaron en cuenta estimaciones realizadas para las ventas físicas del periodo 2017 – 2021, la evolución de las tarifas reguladas en dicho periodo, los costos de operación y mantenimiento de la red de distribución, los costos administrativos y comerciales, así como el nivel de inversiones requeridas para abastecer la demanda y calidad de servicio correspondiente. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2021 positivo de 7,1%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). El margen bruto promedio proyectado en 2017-2021 es de un 19,0%, lo cual se encuentra 1,7% por sobre el nivel logrado en el año 2016. En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 9,5% para el periodo 2017 – 2021, lo cual se encuentra 10 puntos base por sobre el margen EBITDA presentado en los estados financieros a diciembre 2016.



ANEXO IV

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

Es una sociedad subsidiaria de CGE Magallanes S.A., que se dedica a la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la región de Magallanes. Esta posee centrales generadores en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Su principal fuente de ingresos es la venta de energía a través de su red de distribución y sus costos corresponden principalmente a los costos de combustibles, lubricantes y otros asociados a la generación de electricidad. El 46,9% del consumo asociado a la gestión de Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. corresponde al realizado por el segmento residencial, 27,2% por el comercial y 22,0% por el industrial. La producción bruta presentó un crecimiento del 2,44% anual en 2016, mientras que la potencia instalada se mantiene estable en 105,7 MW, frente a una demanda que presenta un CAGR de 1,4% durante los últimos 5 años.

Los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 2,8% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se observa un deterioro pasando de 38,5% registrado en diciembre de 2015 frente al 36,2% registrado en 2016. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 24 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2040 positivo de 5,3%, mientras que el margen EBITDA se proyectó con un CAGR 2016 -2040 de 2,1%, calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh) junto con los ingresos provenientes de servicios tanto regulados como no regulados y la operación de TV Red.

- **Empresa Eléctrica de Arica S.A.**

La empresa Eléctrica de Arica S.A. se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la región de Arica y Parinacota, específicamente en las comunas de Arica y Camarones. Esta es una sociedad subsidiaria indirecta de la empresa EMEL NORTE. A diciembre de 2016, la sociedad abastecía de electricidad a 72 mil clientes, a quienes suministró 304 GWh.

Durante el 2016, de la energía física vendida un 42% corresponde a clientes residenciales, un 28% a clientes comerciales y un 18% a industriales. Los ingresos corresponden en un 88,7% a venta de energía, mientras que el 11,3% restante corresponde a prestaciones de servicio. Por otro lado los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 2,1% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un incremento desde 12,3% registrado en diciembre de 2015 hasta 13,2% registrado en 2016. Estas partidas fueron proyectadas para los próximos 5 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2021 positivo de 6,9%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). En cuanto al margen EBITDA se proyecta en promedio un 13,13% para el periodo 2017 – 2021, lo cual se encuentra 4 puntos base por debajo el margen EBITDA presentado en los estados financieros a diciembre 2016.



ANEXO IV

- **Empresa Eléctrica de Iquique S.A.**

Es una empresa subsidiaria de Emel Norte que se dedica a la distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara y Alto Hospicio, entre otras. Asimismo, presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico, tales como construcción de obras a terceros, ejecución e instalación de empalmes a red de alumbrado público; arriendo y mantenimiento de medidores; instalación, mantenimiento y cambio de alumbrado público; y apoyo de postes, entre otros. A diciembre de 2016, la sociedad abastecía de electricidad a 98 mil clientes, a quienes suministró 478 GWh.

Durante el 2016, de la energía física vendida un 43% corresponde a clientes comerciales, un 41% a clientes residenciales y un 9% a industriales. Los ingresos corresponden en un 82,1% a venta de energía, mientras que el 17,9% restante corresponde a prestaciones de servicio. Por otro lado los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 6,1% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 13,9% registrado en diciembre de 2015 frente al 10,9% registrado en 2016. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 5 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2021 positivo de 5,8%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). El EBITDA promedio 2012 -2016 es de 13,7% el cual aumenta en las proyecciones 2017 - 2040 a un EBITDA promedio de un 16,3%.

- **Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.**

Es una sociedad subsidiaria directa de EMEL NORTE, que distribuye, trasmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras. Asimismo, presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico, tales como construcción de obras a terceros, ejecución e instalación de empalmes a red de alumbrado público; arriendo y mantenimiento de medidores; instalación, mantenimiento y cambio de alumbrado público; y apoyo de postes, entre otros. A diciembre de 2016, la sociedad abastecía de electricidad a 177 mil clientes, a quienes suministró 908 GWh.

Durante el 2016, de la energía física vendida un 46% corresponde a clientes residenciales, un 31% a clientes comerciales y un 16% a industriales. Los ingresos corresponden en un 84,3% a venta de energía, mientras que el 15,7% restante corresponde a prestaciones de servicio. Por otro lado los ingresos registrados a diciembre 2016 son un 6,2% inferior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 10,1% registrado en diciembre de 2015 frente al 8,2% registrado en 2016. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 6 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2017 – 2022 positivo de 6,9%, lo cual es calculado en base a la energía total operada (GWh) y su precio (\$/MWh). El EBITDA promedio 2012 -2016 es de 10,5% el cual aumenta en las proyecciones 2017 - 2022 a un EBITDA promedio de un 12,7%.



ANEXO IV

- **Tusan S.A.**

Es uno de los principales fabricantes de transformadores eléctricos en Chile. Esta sociedad diseña, produce y comercializa transformadores eléctricos, además, ofrece subestaciones unitarias de tipo pad-mounted, encapsuladas y transportables. Igualmente, proporciona asesoría y servicios a terceros en el área de la ingeniería eléctrica de potencia, incluyendo también, mantención, reparación, transporte y montaje de transformadores.

Los ingresos registrados a diciembre de 2016 son un 1,5% superior a los registrados el año anterior, mientras que a nivel de margen EBITDA se obtuvo un deterioro pasando de 14,7% registrado en diciembre de 2015 frente al 6,2% registrado en 2016. Estas partidas fueron consideradas y proyectadas para los próximos 5 años. Los ingresos por venta se estimaron con un CAGR 2016 – 2021 positivo de 2,8%, junto con un margen EBITDA promedio 2017 - 2021 de un 14,1%.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por Flujo de Caja Descontado:

Resumen Valoración (MM CLP)	
Empresas	Equity Value
CGE	1.524.490
CGED	624.067
CONAFE	212.139
ELIQSA	116.202
EDELMAG	104.298
ELECDA	100.451
EMELARI	57.242
Transemel	33.259
Tusan	16.038



ANEXO IV

b) Sociedades valoradas según método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA)

- **CGE Magallanes S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. La principal inversión de CGE Magallanes corresponde a una participación del 55,11% en Edelmag, correspondiendo el resto a participaciones residuales menores en otras empresas del Grupo.

- **Emel Norte S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, junto con *Plusvalía*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. Emel Norte S.A. tiene una participación directa del 75,00% en Transemel S.A., del 61,27% en Empresa Eléctrica de Iquique S.A., del 61,10% en Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y del 53,16% en Empresa Eléctrica de Arica S.A.

- **Emelat Inversiones S.A.**

La principal cuenta ajustada fue la de *Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación*, junto con *Plusvalía*, para considerar sus inversiones a valor de mercado de acuerdo a su porcentaje de participación. Emelat Inversiones S.A. tiene una participación directa del 27,31% en Empresa Eléctrica de Iquique S.A., del 10,71% en Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y del 16,27% en Empresa Eléctrica de Arica S.A.

A continuación, se presenta un cuadro resumen de las compañías de inversión valoradas con el método de Valor Patrimonial Ajustado (VPA):

Empresas	País de operación	Equity Value (MM CLP)
Emel Norte	Chile	221.165
CGE Magallanes	Chile	57.331
Emelat Inversiones	Chile	52.667



ANEXO IV

c) Sociedades valoradas con el método de Múltiplos Comparables

- **CLG S.A.**

Esta sociedad provee de servicios logísticos y abastecimiento de materiales eléctricos y de retail a las empresas parte del Grupo CGE. El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el múltiplo Enterprise Value/Sales (0,5x), para determinar su Equity Value.

- **Binaria S.A.**

Esta sociedad provee tecnologías de información (TIC) al Grupo CGE, por medio de servicios comunicacionales, de informática e infraestructura, desarrollo de sistemas y soluciones web, diseño de portales de internet, soporte y mantención de plataforma y brindando asesoría para la implementación de soluciones móviles y logísticas. El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el múltiplo Enterprise Value/Sales (1,0x), para determinar su Equity Value.

- **Novanet S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE S.A. y su objeto social corresponde a la comercialización de productos y servicios, y prestación de servicios de comunicación y call center. El valor razonable del Equity Value de esta compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).

- **Inmobiliaria General S.A.**

Es subsidiaria directa de CGE S.A. dedicada a la gestión de la infraestructura inmobiliaria en las zonas donde operan servicios de CGE. El valor razonable del Equity Value de esta compañía se consideró en línea al valor libro del patrimonio, lo cual es equivalente a un múltiplo Price/Book Value (1,0x).

- **CGE Argentina**

Es subsidiaria directa de CGE y holding del negocio eléctrico en Argentina, consolidando Agua Negra e IFISA. Por medio de la sociedad de inversión Agua Negra e IFISA mantiene participación en Energía San Juan y LAHSA, respectivamente, la cuales prestan servicio de distribución de energía eléctrica a usuarios que se conecten a la red de distribución de la República Argentina.

Por otro lado, mantiene el 50% de participación en Norelec, que, entre otros, tiene 61% de participación en EDET, la cual presta servicios de distribución, abastecimiento, comercialización de energía eléctrica, generación aislada y de transmisión exclusiva a usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad en el territorio de la Provincia de Tucumán, Argentina. Además, a través de EDET, CGE Argentina tiene una participación indirecta del 30% tanto en EJESA como en EJSEDSA, compañías que desarrollan sus actividades en la provincia de Jujuy, Argentina, donde poseen concesión exclusiva para la distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, EJSEDSA opera dos centrales de generación hidroeléctrica.



ANEXO IV

El valor razonable de esta compañía se obtuvo mediante el método de múltiplos comparables usando el múltiplo Enterprise Value/EBITDA (6,0x), para determinar su Equity Value.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las sociedades de operación valoradas por múltiplos comparables:

Empresas	País	Equity Value (MM CLP)
CGE Argentina	Argentina	74.790
IGSA	Chile	61.203
CLG	Chile	14.140
Binaria	Chile	6.764
Novanet	Chile	574

(*) El Equity Value de CGE Argentina además de su inversiones consolidadas considera su participación no consolidada en Norelec (50,0%), EDET (19,5%) y LAHSA (1,97%), las cuales suman en total MM CLP 37.798.

(9) Factores que pueden tener un impacto significativo en la valoración

Tasa de descuento: Corresponde a la tasa de costo de capital promedio ponderado (WACC), que considera valor del dinero en el tiempo, además del componente de riesgo asociado al endeudamiento y los riesgos implícitos de la empresa y el negocio. Las tasas fueron calculadas de manera diferenciada dependiendo de la línea de negocio preponderante. A continuación presentamos un detalle de las tasas consideradas.

Cálculo WACC	Moneda	Tasa de descuento
Distribución Eléctrica - Chile	Nominal, CLP	8,55%
Transmisión Eléctrica - Chile	Nominal, CLP	8,33%
Otros - Chile	Nominal, CLP	10,53%

En caso de que se produzca un cambio significativo en los componentes de la tasa de descuento, los resultados de esta valoración se verán afectados.

Algunos factores adicionales que pueden afectar de manera significativa los resultados de la valoración, son:

- (a) Coyuntura económica;
- (b) Crecimiento de la demanda de Compañía General de Electricidad S.A., el que podría sufrir importantes variaciones respecto al escenario energético futuro considerado. A su vez, la evolución de precios de los productos sustitutos o aparición de nuevas tecnologías, podrían influir y modificar los supuestos considerados.
- (c) Variación de precio de los commodities a futuro, como así también las tarifas promedio asociadas a los distintos servicios;
- (d) Cambios regulatorios no considerados en nuestro análisis;
- (e) A su vez, se han considerado ciertos supuestos de márgenes operacionales, que de no cumplirse, afectarían los resultados de la valoración.



ANEXO IV

(10) Hechos posteriores considerados en la valoración

Según la información disponible otorgada por la Administración, CGE junto con sus filiales han repartido dividendos, lo cual hemos ajustado en nuestra valoración.

(11) Valoración

De acuerdo a nuestras estimaciones, el valor razonable del patrimonio de Compañía General de Electricidad S.A. es CLP 1.524.490 millones.

En el caso de Emel Norte, el valor razonable de su patrimonio es de CLP 221.165 millones, y en el caso de Emelat Inversiones, el valor razonable de su patrimonio es de CLP 52.667 millones.

(12) Relación de Valores

Según las estimaciones, por cada acción de Emel Norte habría que emitir 19,8871 acciones de CGE, y por cada acción de Emelat Inversiones habría que emitir 11,2718 acciones de CGE, lo que de manera consolidada implica la emisión de 6.260.447 nuevas acciones (0.313% de la nueva compañía). Este monto considera el redondeo hacia el entero superior para la estimación del número de acciones a recibir por cada accionista minoritario. Adicionalmente, y por eventuales compras de acciones antes del momento de materializar la transacción podría variar la cifra final.

En el cuadro descrito a continuación se presenta un resumen del ejercicio realizado, considerando las valoraciones, el precio por acción y la relación de canje.

	Compañía General de Electricidad	Emel Norte S.A.	Emelat Inversiones S.A.
Equity Value (MM CLP)	1.524.490	221.165	52.667
Número de Acciones	1.995.317.064	14.555.674	6.115.498
Precio por acción (CLP)	764,03	15.194,42	8.612,05
Relación de Canje		(Acciones de CGE por cada acción de Emel Norte) 19,8871x	(Acciones de CGE por cada acción de Emelat Inversiones) 11,2718x

Detalle del precio por acción resultante para cada compañía y ecuación de canje estimada.

De este modo, la participación accionaria sobre la entidad resultante está representada de acuerdo al esquema siguiente:

	Compañía General de Electricidad S.A.	
	Número de acciones	% Participación
Accionistas Mayoritarios		
CGE y otros	1.995.317.064	99,687%
Minoritarios desde Emel Norte	5.160.910	0,258%
Minoritarios desde Emelat Inversiones	1.099.537	0,055%
	<u>2.001.577.511</u>	



ANEXO IV

(13) Objetivos, Alcances y limitaciones del trabajo realizado

a) Objetivo y Alcance

El trabajo consistió en la determinación de la ecuación de canje accionario al 31 de marzo de 2017 (Fecha de Valoración) para la fusión de las sociedades:

- (i) CGE, y;
- (ii) Emel Norte S.A.
- (iii) y Emelat Inversiones S.A.

Dada la naturaleza de los elementos que se valoran en una firma, no existe un método universal que le proporcione un valor irrefutable a una compañía al momento de valorar. Esto ocurre porque los elementos no solo son de carácter material y objetivo si no que involucran la capacidad de gestión de ciertas personas y las características y evoluciones del mercado

Por el contrario, sí que existen fórmulas aceptadas como útiles para establecer parámetros de razonabilidad del valor.

Mi trabajo estuvo basado, fundamentalmente, en información histórica proporcionada y entrevistas con la Administración de Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A. y CGE.

Considero conveniente destacar que en la elaboración de las proyecciones, la determinación de los criterios y premisas sobre los que están basados, así como el detalle de la información pertinente que pudiera afectar a la ejecución de los mismos, hubo una continua comunicación con la Administración de Compañía General de Electricidad S.A., Emel Norte S.A. y Emelat Inversiones S.A., estableciéndose un flujo de información, tanto pública como privada, hacia el Perito que suscribe. Dicha información ha sido revisada por mi parte, interpretada y en base a ella he podido hacerme una opinión respecto al valor de las compañías, la relación de canje, y los estados de situación proforma de la fusión, todo ello de acuerdo a lo requerido por el Artículo 156, del Reglamento de Sociedades Anónimas.

b) Limitaciones

No asumo ninguna responsabilidad con respecto a la probabilidad de que las proyecciones sean alcanzables, dado que los resultados reales podrían ser diferentes puesto que frecuentemente los acontecimientos y las circunstancias no resultan tal y como se esperaba y las proyecciones abarcan un amplio período futuro en el que hay riesgos subyacentes. Por tal motivo, no se emitirá una opinión sobre las probabilidades de realización de las premisas y supuestos utilizados en las proyecciones financieras, así como tampoco se emitirá opinión respecto a los valores utilizados.

Este trabajo no representa una auditoría conforme con las normas generalmente aceptadas de auditorías y por lo tanto no debe ser interpretado como tal. Si bien mis servicios incluyen el análisis de la información financiera y de los registros contables de las sociedades, los procedimientos acordados con el cliente no constituyeron la realización de una auditoría completa de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas.

No he sometido la información contenida en mi informe a procedimientos de verificación. Por tanto, este trabajo no tiene por objeto la emisión de un informe de auditoría sobre los estados financieros o cualquier otra información financiera de las sociedades puesta a mi disposición.

En caso que los estados financieros presenten deficiencias los resultados de mi trabajo podrían verse afectados.