

AL 30 DE JUNIO DE 2017

ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2017

- Los ingresos mostraron un aumento de un 31,4% comparado con igual período del año anterior, llegando a USD 4.891 millones, explicado principalmente por mayores ingresos en Brasil y negocios de distribución en Argentina.
- El EBITDA aumentó en 9,4% explicado por mejores resultados en Brasil y Colombia, compensado parcialmente por Argentina y en menor medida en Perú.

País	EBITDA		Variación %
	30 de junio		
	2017	2016	
	(cifras en millones de USD)		
Argentina	106	174	(39,4)
Brasil	435	289	50,3
Colombia	595	554	7,4
Perú	263	275	(4,3)
Enel Américas	1.385	1.266	9,4

- El Resultado de Explotación (EBIT) muestra una disminución de 1,9% respecto de igual período de 2016, llegando a USD 984 millones, debido a mayor depreciación y amortización en el período.
- El Resultado después de impuestos, antes de las operaciones discontinuadas registradas en 2016, llegó a USD 374 millones, un 27% menos que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por un incremento en los gastos por impuestos de USD 39 millones debido a los efectos de tipo de cambio de inversiones en el exterior denominadas en dólares para efectos tributarios que a 2016 tributaban y por un peor resultado financiero de USD 83 millones explicado principalmente por incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 3.079 millones, un 103% mayor que al cierre de 2016, explicado principalmente por la consolidación de la deuda de Celg Distribuidora S.A. a contar de febrero 2017.
- El CAPEX en los primeros seis meses de 2017 fue USD 573 millones, un 7,7% mayor que en el año anterior, principalmente producto de la incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. y por los efectos de tipo de cambio principalmente en Brasil y Colombia.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

- El negocio de generación mostró un aumento de 3,2% en el EBITDA, llegando a USD 716 millones. Esto se explica por mejores resultados obtenidos en Brasil, principalmente por mayores ventas físicas, y en menor medida en Argentina parcialmente compensado con menores resultados en Perú y Colombia.

Información Física

	1H 2017	1H 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	27.053	24.787	9,14%
Total Generación (GWh)	20.513	20.080	2,16%

Distribución

- En distribución, el EBITDA fue un 13,4% superior al del año anterior, llegando a USD 701 millones, explicado principalmente por la consolidación de Celg Distribuidora y un mejor desempeño en nuestras filiales en Colombia y Brasil. El número de clientes mostró un aumento de 256.049 sin considerar las nuevas compañías de distribución consolidadas por el Grupo. Tomando esto en consideración, incorporamos 297.606 clientes de Cundinamarca luego que ésta se fusionara con Codensa, y 2.864.740 clientes de CELG.

Información Física

	1H 2017	1H 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	36.781	31.801	15,66%
Número de clientes	17.001.493	13.583.098	25,17%

AL 30 DE JUNIO DE 2017

RESUMEN FINANCIERO

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- | | |
|--|--------------------|
| • Caja y caja equivalente | USD 1.272 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | USD 1.319 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles | USD 287 millones |

➤ La tasa de interés nominal acumulada promedio a junio de 2017 disminuyó hasta 8,3% desde 10,4% del mismo periodo en el año anterior, influenciado principalmente por mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento del Yankee Bond de Enel Américas, una reducción de withholding tax aplicable a bonos externos en Colombia, amortización de la totalidad de la deuda financiera en pesos argentinos y una menor inflación en Colombia y Brasil, parcialmente contrarrestado con mayores tasas en la deuda de Celg en Brasil.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas S.A. ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enel Américas S.A. tiene contratado a nivel consolidado *cross currency swaps* por USD 220 millones y *forwards* por USD 558 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enel Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados a nivel consolidado *swaps* de Tasa de Interés, por USD 1,2 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

REORGANIZACION SOCIETARIA

Etapa de División:

Tal y como se indica en Nota 6 de los presentes estados financieros con fecha 1 de marzo de 2016, y habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis Chile y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra, y desde esa misma fecha comenzaron a existir legalmente las filiales Enersis Américas (continuadora de la anterior Enersis S.A.), Endesa Américas, Chilectra Américas y Enel Chile S.A (ex Enersis Chile S.A.).

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, se consideran operaciones discontinuadas y son presentadas en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación también ha sido aplicado a los resultados correspondientes al año 2016, con lo cual estado de resultados integrales consolidados del año anterior ha sido re-expresado.

Etapa de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora. En esta fusión, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales sería sin liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones. Con fecha 01 de Diciembre de 2016, Enersis Américas cambió su nombre a Enel Américas S.A.

Para mayor información de la división y fusión, ver nota 6.1. y 25.1.1 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 30 de junio de 2017.

OTRAS MATERIAS.

Cambio de Moneda Funcional:

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del presente ejercicio el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, estarán principalmente denominados en dólares de los Estados Unidos. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a Dólares de los Estados Unidos ("USD"). Más antecedentes relacionados con esta materia, se detallan en la Nota N° 3 de los estados financieros de Enel Américas al 30 de Junio de 2017. Los resultados en pesos chilenos de junio 2016 fueron convertidos al tipo de cambio medio de junio de 2016 para permitir la comparación en dólares.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Cambio de Perímetro:

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra del 99,88% del capital social de Celg Distribución S.A. El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2017, más otros antecedente relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2. de los mencionados estados financieros de Enel Américas al 30 de junio de 2017.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Virtualmente casi todos los ingresos, resultados y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 30 de junio de 2017 y 2016, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
		2017	2016	2017	2016
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	4.526	3.029	6,8%	4,5%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.089	1.665	1,6%	2,4%
Central Dock Sud	SIN Argentina	2.187	2.237	3,3%	3,3%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	4.725	4.548	19,4%	19,0%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	332	343	1,4%	1,4%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	8.690	8.701	26,5%	26,4%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	4.054	2.728	1,4%	1,0%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	1.451	1.535	0,5%	0,6%
Total		27.053	24.787		

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	9.090	9.551	10,8%	13,1%	2.518	2.489	597	577
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	4.058	3.932	8,1%	7,9%	1.385	1.352	2.332	2.187
Enel Distribución Río S.A.	5.719	5.876	20,2%	19,9%	2.988	3.011	2.868	2.770
Enel Distribución Ceará S.A.	5.621	5.698	13,1%	13,0%	3.953	3.822	3.483	3.361
Celg Distribuidora S.A.	5.511	-	11,9%	0,0%	2.865	-	2.179	-
Codensa S.A.	6.783	6.744	7,9%	7,1%	3.293	2.909	2.432	2.645
Total	36.781	31.801	12,0%	10,2%	17.001	13.583	1.756	1.688

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía de las operaciones continuadas por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 30 de junio de 2017 y 2016.

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Generación y Distribución (millones de USD a junio de)

PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos por ventas de energía														
Generación	122	71	305	209	533	614	247	278	1.207	1.172	(371)	(310)	836	862
Clientes Regulados	-	-	116	132	128	-	152	165	396	297	(363)	(214)	33	83
Clientes no Regulados	1	2	171	90	188	426	76	87	436	605	-	(96)	436	509
Ventas de Mercado Spot	-	44	-	-	-	188	10	12	10	244	(8)	-	2	244
Otros Clientes	121	25	18	(13)	217	-	9	14	365	26	-	-	365	26
Distribución	588	428	1.572	828	628	532	419	421	3.207	2.209	-	-	3.207	2.209
Residenciales	216	91	741	437	317	266	211	205	1.485	999	-	-	1.485	999
Comerciales	199	178	394	198	149	127	59	81	801	584	-	-	801	584
Industriales	66	50	120	77	60	54	79	63	325	244	-	-	325	244
Otros Consumidores	107	109	317	116	102	85	70	72	596	382	-	-	596	382
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(159)	(132)	(128)	(95)	(84)	(83)	(371)	(310)	371	310	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	710	499	1.718	905	1.033	1.051	582	616	4.043	3.071	-	-	4.043	3.071
variación en millones de USD y %.	211	42,3%	813	89,8%	(18)	(1,7%)	(34)	(5,5%)	972	31,7%	0,0%	972	31,7%	

AL 30 DE JUNIO DE 2017

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el período terminado el 30 de junio de 2017, fue de USD 206 millones, lo que representa una disminución de un 47,2% con respecto al resultado de USD 390 millones registrado en el mismo período del año anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados para las operaciones de las actividades continuadas por los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (Actividades Continuadas)	30-06-2017	30-06-2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos	4.891	3.722	1.169	31,4%
Ingresos de actividades ordinarias	4.473	3.443	1.031	29,9%
Otros ingresos de explotación	418	279	138	49,5%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(2.699)	(1.819)	(880)	(48,4%)
Compras de energía	(1.769)	(1.133)	(636)	(56,1%)
Consumo de combustible	(112)	(224)	112	49,9%
Gastos de transporte	(260)	(185)	(75)	(40,5%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(558)	(277)	(281)	(101,6%)
Margen de Contribución	2.192	1.903	289	15,2%
Gastos de personal	(362)	(265)	(97)	(36,8%)
Otros gastos por naturaleza	(445)	(372)	(73)	(19,6%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.385	1.266	119	9,4%
Depreciación y amortización	(311)	(227)	(84)	(37,0%)
Pérdidas por deterioro	(90)	(37)	(53)	(145,6%)
Resultado de Explotación (EBIT)	984	1.002	(18)	(1,9%)
Resultado Financiero	(342)	(259)	(83)	(32,1%)
Ingresos financieros	114	137	(23)	(17,0%)
Gastos financieros	(447)	(397)	(50)	(12,7%)
Resultados por unidades de reajuste	-	(1)	1	0,0%
Diferencia de cambio	(9)	2	(11)	591,2%
Otros Resultados distintos de la operación	5	2	3	120,7%
Otras Ganancias (pérdidas)	1	0	1	298,3%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	4	2	2	90,6%
Resultado Antes de Impuestos	647	745	(98)	(13,3%)
Impuesto sobre sociedades	(273)	(234)	(39)	(16,5%)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	374	511	(137)	(26,9%)
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Después de Impuesto		167	(167)	(100,0%)
Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas	374	678	(304)	(44,9%)
Resultado del Período	374	678	(304)	(44,9%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	206	390	(184)	(47,2%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	168	288	(120)	(41,7%)
Utilidad por acción USD (*) Operaciones Continuadas	0,00358	0,00794	(0,00436)	(54,8%)
Utilidad por acción USD (*) Operaciones Discontinuas		0,00230	(0,00230)	(99,9%)
Utilidad por acción USD(*)	0,00358	0,01024	(0,00666)	(64,9%)

AL 30 DE JUNIO DE 2017

EBITDA:

El EBITDA de las actividades continuadas por el período al 30 de junio de 2017 fue de USD 1.385 millones, lo que presenta un aumento de USD 119 millones, equivalente a un incremento de un 9,4%, con respecto al EBITDA de USD 1.266 millones por el período terminado el 30 de junio de 2016.

Los *ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza* para las operaciones de actividades continuadas que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los períodos terminados el 30 de junio de 2017 y 2016, se presentan a continuación:

POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	126	171	(45)	(26,3)
Brasil	370	257	113	44,0
Colombia	550	629	(79)	(12,6)
Perú	345	350	(5)	(1,4)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	1.391	1.407	(16)	(1,1)
Distribución:				
Argentina	626	495	131	26,5
Brasil	2.087	1.066	1.021	95,8
Colombia	760	644	116	18,01
Perú	448	449	(1)	(0,22)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	3.921	2.654	1.267	47,7
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(421)	(339)	(82)	24,2
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	4.891	3.722	1.169	31,4
Generación y Transmisión:				
Argentina	(12)	(63)	51	(81,0)
Brasil	(184)	(111)	(73)	65,8
Colombia	(179)	(249)	70	(28,1)
Perú	(158)	(152)	(6)	3,9
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(533)	(575)	42	(7,3)
Distribución:				
Argentina	(383)	(201)	(182)	90,3
Brasil	(1.476)	(715)	(761)	106,4
Colombia	(426)	(369)	(57)	15,4
Perú	(300)	(302)	2	(0,7)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(2.585)	(1.587)	(998)	62,9
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	419	343	76	22,1
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(2.699)	(1.819)	(880)	48,4
Generación y Transmisión:				
Argentina	(34)	(30)	(4)	13,3
Brasil	(9)	(7)	(2)	28,6
Colombia	(14)	(12)	(2)	16,7
Perú	(16)	(16)	-	-
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(73)	(65)	(8)	12,3
Distribución:				
Argentina	(115)	(106)	(9)	8,5
Brasil	(125)	(43)	(82)	190,7
Colombia	(23)	(19)	(4)	21,1
Perú	(14)	(14)	-	-
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(277)	(182)	(95)	52,2
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(12)	(18)	6	(33,3)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(362)	(265)	(97)	36,8



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(17)	(16)	(1)	6,3
Brasil	(8)	(8)	-	-
Colombia	(23)	(29)	6	(21,7)
Perú	(21)	(20)	(1)	7,4
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(69)	(73)	4	(5,2)
Distribución:				
Argentina	(84)	(74)	(10)	14,0
Brasil	(203)	(131)	(72)	54,9
Colombia	(51)	(42)	(9)	21,7
Perú	(20)	(20)	(0)	0,2
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(358)	(267)	(91)	34,2
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(18)	(32)	14	(44,6)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(445)	(372)	(73)	19,6
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	63	62	1	1,6
Brasil	169	131	38	29,0
Colombia	334	339	(5)	(1,4)
Perú	150	162	(12)	(7,7)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	716	694	22	3,2
Distribución:				
Argentina	44	114	(70)	(61,6)
Brasil	283	177	106	59,9
Colombia	260	214	46	21,4
Perú	114	113	1	0,8
EBITDA Segmento de Distribución	701	618	83	13,4
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(32)	(46)	14	(30,4)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	1.385	1.266	119	9,4



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 62 millones a junio de 2017, lo que representa un aumento de USD 1 millón de dólares respecto a igual período del año 2016. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Menor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente a menores ingresos por contratos de disponibilidad compensado parcialmente por mayores ventas físicas y mayor tarifa.)

Los **ingresos de explotación** de Costanera disminuyeron en USD 1 millón, o 1,9%, en junio de 2017. La disminución se explica principalmente por (i) USD 34 millones de menores otros ingresos de la operación debido al menor grado de avance de los Contratos de Disponibilidad de las unidades Turbo Vapor firmados con la Secretaría de Energía Eléctrica, proyectos que están en su última etapa de construcción y (ii) menores ingresos de conversión por USD 5 millones debido a la devaluación de un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano. Lo anterior compensado con mayores ventas de energía por USD 38 millones, principalmente por (i) mayores ventas físicas de 1.497 GWh que aportaron por USD 5 millones e (ii) incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de febrero de 2017 por USD 33 millones.

Los **costos de explotación** de Costanera aumentaron en USD 2 millones, o 55,4% en 2017 principalmente por mayores consumos de combustibles por USD 2 millones.

Los **gastos de personal** de Costanera en línea respecto mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** Disminuyeron en USD 1 millón.

Enel Generación El Chocón : (Mayor EBITDA de USD 1 millón debido principalmente a mayor tarifa.)

Los **ingresos de explotación** de Chocón aumentaron en USD 1 millón principalmente por: USD 4 millones de incremento por remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de febrero de 2017, compensado por USD 3 millones producto de la devaluación de un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de Explotación** se mantuvieron en línea respecto al mismo período anterior.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Central DockSud: (mayor EBITDA de USD 2 millones *principalmente por menores costos de consumo de combustible*)

Los **ingresos de explotación** de DockSud disminuyeron en USD 48 millones, o 58,5%, en 2017, lo que se explica por un decremento en las (i) otras prestaciones de servicios por USD 52 millones debido a menores reconocimientos de combustibles propios por parte de CAMMESA respecto del mismo período del año anterior más (ii) menores efectos de conversión por USD 4 millones debido a la devaluación de un 9,6% del peso Argentino en relación con dólar americano. Lo anterior compensado por (i) incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación aplicada a contar de febrero de 2017 por USD 8 millones a pesar de las menores ventas físicas por 50 GWh.

Los **costos de explotación** de DockSud disminuyen en USD 50 millones, o 91,64%, en 2016, principalmente por menores costos de consumo de gas debido a que en el año 2017 CAMMESA liquida este concepto directamente a distribuidores.

Los **gastos de personal** de DockSud se mantuvieron en línea respecto mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 169 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 38 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (mayor EBITDA de USD 1 millón principalmente por mayores ventas físicas respecto del año anterior debido a una mayor demanda en el mercado)

Los **ingresos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 78 millones, o 67,1%, en 2017. El aumento se explica principalmente por un (i) incremento de USD 55 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 1.326 GWh, por una mayor demanda en el mercado. Además (ii) aumento de USD 19 millones debido a la apreciación de un 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano. Además de otros ingresos de explotación por USD 4 millones por indemnización de contrato de energía.

Los **costos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 77 millones, o 153,5 %, en 2017, compuesto principalmente por (i) un aumento de USD 67 millones por mayor compras de energía dado el incremento de la demanda de clientes libres con respecto del año 2016; (ii) mayores gastos de transporte por USD 1 millón principalmente asociados con la mayor demanda en el mercado; y (iii) aumento de USD 9 millones debido a la apreciación de un 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** EGP Cachoeira Dourada se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** de EGP Cachoeira Dourada se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Compañía Eléctrica de Fortaleza: (Mayor EBITDA de USD 28 millones principalmente debido a menores costos de consumo de gas por menor precio de compra y mejores precios de venta de energía)

Los **ingresos de explotación** de Fortaleza aumentaron en USD 22 millones, o 19,7%, en 2017 principalmente por un incremento de USD 20 millones en las ventas de energía, (i) por mejores precios medios de venta a distribuidoras USD 2 millones, a pesar de las menores ventas físicas por 84 GWh y por (ii) aumento de USD 18 millones debido a la apreciación de un 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano. Adicionalmente aumento de USD 2 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal Provin (Programa de Incentivo y Desarrollo industrial).

Los **costos de explotación** de Fortaleza disminuyeron en USD 6 millones, o 8,6%, en 2017, debido a una disminución principalmente atribuible a (i) una disminución de USD 8 millones por menores compras de energía (ii) USD 6 millones por menores precios de compra de gas respecto del período anterior compensado con (iii) un aumento por USD 6 millones de los efectos de conversión por la apreciación del real brasileño respecto del dólar americano de un 14,1% respecto del período anterior. Adicionalmente, se generó un aumento de los gastos de transporte por USD 2 millones.

Los **gastos de personal** de Fortaleza se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Los **otros gastos por naturaleza** de Fortaleza se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Enel Cien S.A.: (Mayor EBITDA USD 9 millones principalmente por aumento de la RAP de acuerdo con el despacho del regulador)

Los **ingresos de explotación** de Cien aumentaron en USD 10 millones, o 30,9%, en 2017. El aumento se explica principalmente por USD 5 millones por aumento del Ingreso Anual Permitido (RAP) en acuerdo con el despacho del regulador y a los efectos de conversión por USD 5 millones debido a la apreciación de un 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** de Cien se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **gastos de personal** de Cien aumentaron en USD 1 millón.

Los **otros gastos por naturaleza** de Cien se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 334 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 5 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en los resultados a junio de 2017 comparado a igual período del año 2016, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Menor EBITDA de USD 5 millones principalmente por menores precios medios de ventas y menores ventas físicas compensado con menores costos de compras de energía y combustibles.)

Los **ingresos de explotación** de Emgesa disminuyeron en USD 78 millones o un 12,5% en 2017. La disminución se explica principalmente por USD 80 millones provenientes de menores ingresos por ventas de energía, de los cuales USD 109 millones se deben a menores precios medios de ventas en el mercado spot y USD 13 millones por menores ventas físicas por 11 GWh, compensado con mayores ingresos por USD 42 millones producto de la apreciación de un 6,3% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Adicionalmente, las otras ventas aumentaron por mayor volumen de gas vendido por USD 2 millones.

Los **costos de explotación** de Emgesa disminuyeron en USD 70 millones, o 28,2%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 68 millones en las compras de energía atribuible a USD 21 millones por menores compras en el mercado spot de 260 GWh producto de una mayor generación por mejores condiciones hidrológicas y USD 47 millones por menores precios medios (-\$112/KWh) de compra en el mercado spot; (ii) una disminución de USD 37 millones en el consumo de combustibles compuesto por USD 41 millones por menor generación térmica en Termozipa y Cartagena compensado con aumento de USD 4 millones por mayores precios medio de venta. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por (i) un aumento de USD 8 millones de gastos de transporte debido al aumento en los precios producto de la mayor inflación, (ii) un aumento de USD 10 millones en los gastos de otros aprovisionamiento variables y servicios por un incremento de los efectos impositivos asociados a una mayor generación hidroeléctrica; y un aumento de USD 17 millones debido a la diferencia de conversión producto de la apreciación de un 6,3% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Los **gastos de personal** de Emgesa aumentaron en USD 2 millones, explicado principalmente por mayores gastos salariales y USD 1 millón bonos más los efectos de conversión producto de la apreciación de un 6,3% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** de Emgesa disminuyeron en USD 6 millones, o 21,4% en 2017, principalmente debido a una disminución USD 6 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Perú

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los USD 150 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 12 millones con respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (Edegel): (menor EBITDA por USD 11 millones *principalmente por menores precios medios de venta*).

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Perú aumentaron en USD 4 millones, o 1,5% en 2017. El aumento se explica principalmente por mayores ingresos por peajes por mayor captación de clientes libres por USD 9 millones, mayores efectos de conversión por USD 9 millones producto de la apreciación de un 3,1% del sol peruano respecto del dólar americano y por mayores otros ingresos por USD 10 millones principalmente por indemnización de seguros por emergencia climática. Lo anterior compensado con una disminución de USD 23 millones de menores ventas de energía explicado por disminución de precios medios de ventas por reducción del costo marginal en el mercado por USD 24 millones compensado con mayores ventas de 177 GWh por USD 1 millón debido a mayor demanda.

Los **costos de explotación** de Enel Generación Perú aumentaron en USD 13 millones, o 10,1%, en 2017, compuesto principalmente por (i) un aumento en las compras de energía por USD 20 millones, de las cuales USD 16 millones fueron por mayores compras físicas al mercado spot para cubrir la demanda y USD 4 millones por mayor precio de compra en el mercado spot, (ii) mayores gastos de transporte por USD 9 millones debido a captación de nuevos clientes libres y por mayores efectos de conversión de USD 4 millones producto de la apreciación de un 3,1% del sol peruano respecto del dólar americano. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores consumos de combustible por USD 18 millones debido a menor producción térmica en base a gas por USD 10 millones, mantenimiento de ducto efectuada en 2016 que incremento la generación térmica en base a diesel por USD 7 millones y efecto variación precio por USD 1 millón; y mayores otros aprovisionamientos variable y servicios por USD 2 millones por incrementos de cargos regulados por energía renovables.

Los **gastos de personal** de Enel Generación Perú en se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior

Los **otros gastos por naturaleza** de Enel Generación Perú aumentaron en USD 2 millones, principalmente debido a mayores otros servicios.

Enel Generación Piura S.A.: (EBITDA se mantuvo en línea respecto a igual período del año anterior)

Los **ingresos de explotación** de Piura S.A. disminuyeron en USD 6 millones, o 12%, en 2017. La disminución se explica principalmente por USD 11 millones de menores ventas de energía compuesto principalmente por (i) disminución de USD 2 millón por disminución en las ventas físicas de 12 GWh debido a menor demanda; y (ii) una disminución de USD 9 millones por menores precios promedios de venta. Estas disminuciones fueron parcialmente compensados por aumento de USD 5 millones por mayores pagos de peajes en clientes libres.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Los **costos de explotación** de Piura S.A. disminuyen en USD 6 millones, o 24,9%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 8 millones en el consumo de combustibles, principalmente petróleo, por falla en ducto de gas de Camisea en enero de 2016 lo que generó la necesidad de producir con diesel compensado con mayores compras de energía por USD 2 millones principalmente por efecto de precios.

Los **gastos de personal** de Piura S.A. se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** de Piura S.A. se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior

AL 30 DE JUNIO DE 2017

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Menor EBITDA de USD 70 millones principalmente por un incremento del precio promedio de la compra de energía y mayores contingencias por multas de calidad y servicios por parte del regulador)

El **EBITDA** de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los USD 44 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 70 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación** en Edesur aumentaron en USD 131 millones, o un 26,5% en 2017 principalmente por (i) el reconocimiento de mayores ingresos de ventas de energía por USD 278 millones producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) emitida según Resolución N° 64 con fecha de publicación 01 de febrero de 2017 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), (ii) compensado con menores ventas de energía de USD 82 millones por 461 GWh. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por (i) menores otros ingresos de explotación por USD 25 millones producto de la Aplicación de la Resolución N° 2/2016 emitida por el ENRE el 29 de enero de 2016 que pone fin a la vigencia de la antigua Resolución 32/15 cuyos resultados fueron registrados solo por el mes de Enero de 2016 y (ii) una disminución de menores ingresos de conversión por USD 40 millones debido a la devaluación de un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Edesur se aumentaron en USD 182 millones, o un 91 % principalmente por (i) un aumento de USD 122 millones en las compras de energía atribuibles principalmente a USD 142 millones por aumento en los precios producto de la inflación interna, compensado por menores compras físicas por 591 GWh equivalente a USD 20 millones; (ii) aumento costos de transporte por USD 2 millones; y por (iii) USD 76 millones por un aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios principalmente por USD 70 millones por multas de calidad de servicios y USD 4 millones por alquiler de equipos electrógenos. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de USD 18 millones debido a la devaluación en un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** en Edesur aumentan en USD 9 millones, como consecuencia de un aumento en los gastos de personal de USD 19 millones por aumento salariales producto principalmente de la inflación interna por USD 27 millones y una disminución de USD 8 millones como resultado de la mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción. Lo anterior compensado con una disminución de USD 10 millones por los efectos de conversión debido a la devaluación en un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Edesur aumento de USD 12 millones, como consecuencia de aumento USD 31 millones mantención de redes, transformadores y medidores, compensado por USD 19 millones por los efectos de conversión debido a la devaluación en un 9,6% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 2.3 p.p. llegando a 10,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Edesur es de 2,518 millones en el año 2017, lo que representó un aumento de 29 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 283 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 106 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 48 millones principalmente por mayor recuperación de tarifas y mayor efectos de conversión por apreciación del real brasileño con respecto al dólar americano)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 216 millones, o un 39,1% en 2017, principalmente por un aumento de USD 150 millones de los ingresos por ventas de energía atribuible a: un (i) aumento de USD 66 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 14,1% del real brasileño respecto del dólar americano; (ii) un aumento de USD 141 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa; (iii) un aumento de USD 13 millones de mayores ingresos en la remuneración aplicada mediante el esquema de banderas tarifarias; (iv) un aumento de USD 17 millones por provisión de energía no facturada y (v) un aumento de USD 2 millones por ingresos subvenciones baja renta.

Lo anterior fue parcialmente compensado con una disminución en venta de 157 GWh equivalente a USD 81 millones y un aumento por USD 8 millones por carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios de USD 27 millones principalmente por (i) aumento de peajes y transmisión por USD 20 millones y (ii) por los efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 7 millones. Aumento en otros ingresos de explotación de USD 39 millones principalmente por (i) los ingresos construcción por IFRIC 12 USD 20 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 19 millones.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 170 millones, o 44,5% en 2017, que se explican principalmente por un aumento de USD 119 millones en las compras de energía atribuible a: (i) un aumento por USD 97 millones por costos de compra energía y costos de riesgos hidrológicos, (ii) aumento de USD 39 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño respecto del dólar americano y a una disminución de USD 10 millones por efectos de menores precios a tarifas industriales reguladas, (iii) una disminución por USD 8 millones en tributos y tasas. Adicionalmente un aumento en los gastos de transporte USD 12 millones atribuible a: (i) un aumento por USD 6 millones por uso de redes básicas al existir mayor generación térmica y (ii) aumento de USD 6 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño respecto del dólar americano. Además un incremento de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 38 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 19 millones, aumento de gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 19 millones.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 1 millón en 2017, como consecuencia de menor activación de mano de obra en las obras en construcción.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 2 millones principalmente por menores costos de contratos servicios de terceros y menores provisiones de litigios fiscales y laborales por USD 16 millones, compensado por aumento en los efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 14 millones.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.3 p.p. llegando a 20,2% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Río es de 2,988 millones a junio de 2017, lo que representó una disminución en 23 mil clientes comparados a igual período del año anterior.

Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Mayor EBITDA de USD 27 millones principalmente por mayor recuperación de tarifas y mayor efectos de conversión por apreciación del real Brasileño con respecto al dólar americano.)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 159 millones, o un 31,1 % en 2017, principalmente por un aumento de USD 108 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: un (i) aumento de USD 70 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 14,1% del real brasileño respecto del dólar americano; (ii) un aumento de USD 62 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación tarifaria; (iii) un aumento de USD 2 millones de mayores ingresos en la remuneración aplicada mediante el esquema de banderas tarifarias; (iv) un aumento de USD 9 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores y (v) un aumento de USD 9 millones por mayores ingresos por subsidios baja renta.

Lo anterior parcialmente compensado con (i) una disminución de USD 26 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico; (ii) una disminución de USD 5 millones por mayor carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas; (iii) y una disminución de USD 13 millones debido a menores ventas físicas de 77 GWh.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios y otros ingresos de explotación por USD 51 millones principalmente por : (i) aumentos de peajes y transmisión por USD 11 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 14 millones y (iii) aumento por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 26 millones.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 119 millones, o 35,7% en 2017, que se explican principalmente por (i) un aumento de USD 79 millones en las compras de energía atribuible a: un aumento de USD 66 millones de mayores compras en el mercado regulado y spot para cubrir la demanda, aumento de USD 43 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 14,1% del real brasileño respecto del dólar americano, compensado con una disminución por USD 26 millones por efectos de tarifas industriales reguladas y USD 4 millones menor PIS/COFINS , (ii) un aumento en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 36 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 10 millones más gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 26 millones y (iii) mayores gastos de transporte por USD 3 millones.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 2 millones como consecuencia principalmente como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 12 millones, o 27,1% en 2017, principalmente atribuible a (i) un aumento de USD 5 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes, (ii) un aumento de USD 7 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de 14,1% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p. llegando a 13,1% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Ceará es de 3,953 millones a junio de 2017, lo que representó un aumento de 131 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Celg Distribución S.A. : (sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar del 14 de Febrero de 2017, fecha en que se materializó definitivamente su compra. Sus resultados al 30 de junio de 2017 presenta un EBITDA positivo de USD 31 millones.)

Los **ingresos de explotación** en Celg son USD 646 millones, su composición corresponde a (i) ventas de energía por USD 485 millones equivalentes a 5.511 GWh. de ventas, (ii) otras prestaciones de servicios por USD 45 millones que corresponden principalmente a ingresos por peajes y transmisión y (iii) otros ingresos de explotación por USD 116 millones que corresponden principalmente a ingresos construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **costos de explotación** en Celg son USD 473 millones, su composición corresponde a (i) compras de energía por USD 335 millones para cubrir la demanda, (ii) gastos de transporte por USD 21 millones y (iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 117 millones que corresponden principalmente a gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **gastos de personal** en Celg son USD 80 millones que incluye provisión por plan de retiro voluntario por USD 47 millones.

Los **otros gastos por naturaleza** en Celg son USD 61 millones que corresponden principalmente a mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía asciende a 11,9% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes de Celg es de 2,865 millones a junio de 2017.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 260 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 46 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por USD 46 millones principalmente mayores ingresos por mejores precios medios de ventas y mayores ventas físicas)

Los **ingresos de explotación** en Codensa aumentaron en USD 115 millones, o un 17,9% en 2017, debido a (i) un aumento de USD 49 millones por mayor venta físicas de 39 GWh (ii) un aumento por USD 12 millones principalmente atribuible a un mayores tarifas por efecto de la inflación, (iii) un aumento de USD 10 millones en los ingresos por otras prestaciones de servicios compuesto principalmente por los ingresos por peajes y transmisión debido a mayores tarifas por efecto de la inflación y (iv) finalmente un aumento por USD 44 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 6,3% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Codensa aumentan en USD 56 millones o 15,2% en 2017, que se explican principalmente por : (i) Aumento USD 18 millones por mayor precio promedio comparado al mismo periodo del año anterior compensado con una disminución por USD 5 millones por menores compras en el mercado spot por 406 GWh (ii) un aumento de USD 11 millones en los gastos de transporte compuesto principalmente por un aumento por uso de redes, y (iii) un aumento de USD 8 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de un aumento de USD 2 millones en mantenimientos incentivo a la calidad de servicio y un aumento de USD 6 millones por mayores costos asociados a nuevos negocios. Adicionalmente aumento por USD 24 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 6,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **gastos de personal** en Codensa aumentan en USD 4 millones, o 21% en 2017, como consecuencia de (i) reducción de gastos de USD 3 millones por mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción; (ii) aumento por USD 6 millones por un incremento en los sueldos y salarios y (iii) aumento de USD 1 millón producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 6,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Codensa aumentaron en USD 10 millones, o 24,8% en 2017, principalmente debido a (i) un aumento de USD 4 millones costos convenios por recaudo y otros servicios y (ii) un aumento de USD 6 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros. Adicionalmente aumento por USD 3 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 6,3% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de USD 3 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.8 p.p. llegando a 7,9% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Codensa es de 3,293 millones a junio de 2017, lo que representó un aumento de 384 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior, principalmente por la incorporación por absorción de EE Cundinamarca a partir de octubre 2016.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Perú

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 114 millones en 2017, manteniéndose en línea respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2017 comparado con el año 2016, se describen a continuación:

Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): (EBITDA en línea respecto del mismo período del año anterior)

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú disminuyeron en USD 1 millones debido a un aumento de USD 15 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 3,1% del sol Peruano en relación con dólar americano compensado con una disminución en las ventas de Energía por USD 16 millones que se explica principalmente por una migración de clientes libres a clientes regulados a pesar de las mayores ventas físicas de 126 GWh.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Perú disminuyeron en USD 2 millones, que se explican principalmente por un aumento de USD 10 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 3,1% del sol Peruano en relación con dólar americano compensado con una disminución en las compras de energía de USD 12 millones que se explica por menores compras físicas de energía de USD 4 millones y menores costos unitarios de compra.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea con respecto al mismo periodo de año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Perú se mantuvieron en Enel Distribución Perú en línea con respecto al mismo periodo de año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.2 p.p. alcanzando un 8,1% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Perú es de 1,385 millones en el año 2017, lo que representó un aumento de 33 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

A continuación se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas que componen las operaciones de actividades continuadas por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016.

Segmento	30 de junio de 2017			30 de junio de 2016		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de USD)						
Generación y Transmisión:						
Argentina	63	(29)	34	62	(23)	39
Brasil	169	(19)	150	131	(14)	117
Colombia	334	(36)	298	339	(31)	308
Perú	150	(45)	105	162	(36)	126
Total Segmento de Generación y Transmisión	716	(129)	587	694	(104)	590
Distribución:						
Argentina	44	(27)	17	114	(11)	103
Brasil	283	(165)	118	177	(83)	94
Colombia	260	(53)	207	214	(41)	173
Perú	114	(27)	87	113	(24)	89
Total Segmento de Distribución	701	(272)	429	618	(159)	459
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(32)	-	(32)	(46)	(1)	(47)
Total Consolidados Enel Américas	1.385	(401)	984	1.266	(264)	1.002

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a USD 401 millones en el año 2017, lo que representa un aumento de USD 137 millones con respecto a igual período del año 2016.

La **depreciación y amortización** fue de USD 311 millones en el año 2017 lo que representa un aumento de USD 84 millones con respecto a igual período del año 2016. Lo anterior se explica principalmente por: **(i)** un aumento en el Grupo Enel Brasil por USD 56 millones que incluye la incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 a Celg Distribución por USD 37 millones, Enel Distribución Río por USD 6 millones debido a mayores activaciones, Enel Distribución Ceará por USD 4 millón debido a mayores activaciones, la diferencia se debe a los efectos de conversión del real brasileño con el respecto del dólar americano por USD 9 millones; **(ii)** un aumento en Colombia por USD 17 millones, producto de mayores depreciaciones en Emgesa por USD 4 millones debido a mayores activaciones de instalaciones térmicas, Codensa por USD 8 millones por aumento en las subestaciones, líneas y redes y USD 5 millones por efectos de conversión del peso colombiano al dólar americano y **(iii)** un aumento en Enel Costanera por USD 7 millones por mayores depreciaciones de los ciclos combinados Siemens y Mitsubishi y Edesur USD 4 millones por mayores activaciones.

Por su parte el **deterioro** ascendió a USD 90 millones en el año 2017, lo que representa un aumento de USD 53 millones con respecto a igual período del año 2016, que se explica principalmente por: **(i)** aumento de USD 13 millones en Enel Distribución Río por incremento en la provisión de incobrabilidad, aumento de USD 5 millones por incremento en la provisión de incobrabilidad de Enel Distribución Ceara, aumento de USD 2 millones EGP Cachoeira Dorada por provisión incobrables y por USD 11 millones de Celg Distribución por incorporación a contar del 14 de febrero de 2017, en **(ii)** Edesur por USD 11 millones por mayor incobrabilidad debido a la situación actual del país y **(iii)** aumento USD 10 millones por deterioro de la Central Callahuanca en Enel generación Perú debido a la emergencia climática ocurrida en Perú.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 30 de junio de 2017 y 2016:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos Financieros:				
Argentina	33	28	5	17,9
Brasil	64	71	(7)	(9,9)
Colombia	11	12	(1)	(8,3)
Perú	5	3	2	66,7
<i>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</i>	1	23	(22)	(95,7)
Total Ingresos Financieros	114	137	(23)	(17,0)
Gastos Financieros:				
Argentina	(133)	(151)	18	(11,9)
Brasil	(191)	(109)	(82)	75,2
Colombia	(95)	(106)	11	(10,4)
Perú	(23)	(19)	(4)	21,1
<i>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</i>	(6)	(12)	6	(50,0)
Total Gastos Financieros	(448)	(397)	(51)	12,8
Diferencias de cambio:				
Argentina	8	25	(17)	(68,0)
Brasil	(26)	(6)	(20)	333,3
Colombia	-	1	(1)	(100,0)
Perú	(2)	(1)	(1)	100,0
<i>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</i>	12	(16)	28	(175,0)
Total Diferencias de Cambio	(8)	3	(11)	(366,7)
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste	(0)	(2)	2	-
Total Resultado Financiero Enel Américas	(342)	(259)	(83)	32,1

	Por los períodos terminados el 30 de junio de			
	2017	2016	Variación	Variación
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	1	-	1	100,0
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	0	(0)	(100,0)
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	0	1	298,3
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	3	-	3	100,0
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	2	(2)	(100,0)
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	1	0	100,0
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	4	2	2	90,6
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	5	2	3	120,7
Resultado Antes de Impuesto	647	745	(98)	13,3
Impuesto sobre sociedades:				
Enel Américas (entidad holding)	(14)	28	(42)	(151,5)
Argentina	(2)	(21)	18	(92,3)
Brasil	(33)	(21)	(12)	54,9
Colombia	(171)	(161)	(10)	5,9
Perú	(54)	(59)	4	(7,6)
Total Impuesto sobre Sociedades	(273)	(234)	(39)	16,5
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	374	511	(137)	(26,9)
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Después de Impuesto	-	167	(167)	(100,0)
Resultado del Período	374	678	(304)	(44,9)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	206	390	(184)	(47,2)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	168	288	(120)	(41,7)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de USD 342 millones a junio de 2017, lo que representa un aumento de USD 83 millones con respecto a la pérdida de USD 259 millones registrada a igual período del año 2016. Lo anterior está principalmente explicado por:

(a) Menores ingresos financieros por USD 23 millones a junio de 2017 principalmente atribuibles a: **(i)** menos ingresos financieros en **Grupo Enel Brasil** por USD 10 millones compuesto principalmente por (i) una disminución por USD 19 millones de Enel Distribución Río debido a un menor reconocimiento de ingresos financieros correspondiente a IFRIC 12 compensado con USD 9 millones Celg Distribución por incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 que corresponde a intereses de mora de clientes y menores ingresos en **Enel Américas** por USD 12 millones relacionados con menores ingresos y depósitos a plazo.

(b) Incremento en los gastos financieros por USD 51 millones principalmente atribuibles a: **(i)** mayores gastos financieros de USD 49 millones en Celg Distribución S.A. por incorporación al perímetro de consolidación con fecha 14 de febrero de 2017, **(ii)** mayores gastos en Enel Distribución Río por USD 28 millones principalmente por liquidación venta de cartera por USD 19 millones, aumento USD 6 millones gastos de activos y pasivos regulatorios, aumento USD 3 millones actualización provisiones, **(iii)** aumento USD 3 millones de intereses devengados por deuda de Yankes Bonds de Enel Américas y **(iv)** aumento USD 2 millones Enel Generación Costanera correspondiente a intereses devengados de Cammesa.

Lo anterior se compensa con **(i)** menor gasto financiero por USD 15 millones de Emgesa debido a la disminución intereses bonos relacionados con proyecto quimbo, **(ii)** menores gastos por USD 6 millones por reversión de intereses por deudas impositivos en Enel Generación el Chocón y **(iii)** disminución en Edesur por USD 10 millones explicado principalmente por menores gastos de plan de inversiones extraordinario USD 7 millones, menores gastos por actualizaciones de multas de calidad de servicio USD 5 millones, disminución USD 16 de activación de gasto financiero por finalización de proyecto registro en 2016 lo anterior compensado con USD 18 millones por los efectos de conversión debido a la devaluación de un 9,6% del peso argentino en relación con el dólar americano.

(c) Menor utilidad por diferencias de cambio por USD 11 millones principalmente atribuible a: **(i)** diferencias de cambio negativas en Enel Chocón por USD 20 millones y Central Dock Sud por USD 7 millones principalmente por cuentas por cobrar a Central Vuelta Obligado (VOSA), USD 3 millones de diferencia cambio negativas en Central Fortaleza por préstamos en el exterior y USD 21 millones Enel Brasil principalmente por mutuo de Enel Américas. Lo anterior compensado **(ii)** por Holding Enel Américas por diferencias de cambio positivas por USD 42 millones correspondiente a utilidad por liquidación de forward por cobertura de inversión por compra Celg Distribución.

Impuesto sobre Sociedades

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** aumentó en **USD 39 millones, o un 16,5% en 2017**, que se explica principalmente por **(i)** un aumento del gasto en **Chile** (Holding Enel Américas) atribuible principalmente a: un aumento de USD 34 millones por efecto de tipo de cambio de inversiones extranjeras (denominadas en USD para efectos tributarios) reconocidos en 2016, aumento del gasto por USD 10 millones correspondiente a menores tax credit respecto de 2016 y aumento USD 13 millones por menor imputaciones de la perdida tributaria lo que origina un menor crédito a solicitar. **(ii)** Lo anterior es compensado con menores gastos en Enel Distribución Río por USD 9 millones por menor base imponible con respecto al 2016 y reconocimiento de impuesto en Celg Distribución por USD 10 millones.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos	30 de junio de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de USD)			
Activos corrientes	3.766	4.776	(1.010)	(21,1)
Activos no corrientes	14.311	12.076	2.236	18,5
Total Activos	18.077	16.852	1.226	7,3

El total de activos de la Enel Américas al 30 de junio de 2017 aumentaron en USD 1.226 millones comparado con el total de activos al 31 diciembre de 2016, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan una disminución de USD 1.010 millones, equivalente a un 21,1%, principalmente atribuible a:
 - Disminución del **Efectivo y efectivo equivalente** por USD 1.417 millones, compuesto principalmente por (i) disminución de USD 1.014 millones en **Enel Américas S.A.** (entidad Holding) por aumento de capital en Enel Brasil por USD 741 millones para la compra de Celg Distribuidora S.A., disminución por Préstamos a Enel Brasil por USD 225 millones, USD 48 millones pago de dividendos pagados a controladores y minoritarios neto de la devolución de impuestos, (ii) disminución de USD 172 millones en **Emgesa** principalmente por pago de impuestos, bonos y dividendos netos de recaudación de clientes y obtención de nuevos préstamos bancarios, (iii) disminución de USD 43 millones en **Enel Distribución Perú S.A.** principalmente por pago a proveedores y deuda por bonos neto de recaudación de clientes, (iv) disminución de USD 44 millones en **Edesur** principalmente por pago de proveedores neto de recaudación de clientes, (v) disminución de USD 74 millones en **Codensa** principalmente por pago de Impuestos, dividendos, préstamos bancarios y bonos neto de recaudación de clientes, emisión de bonos y obtención de préstamos bancarios y (vi) disminución de USD 51 millones en **Enel Generación Perú y en Enel Generación Piura** principalmente pago de impuestos, proveedores, préstamos bancarios neto de recaudación de clientes (vii) disminución USD 31 millones en **Grupo Enel Brasil** por menor recaudación de cuentas por cobrar y depósitos a plazos de **Enel distribución Ceará** y **Enel distribución Río** neto de pagos relacionados con proveedores, impuestos sectoriales. Parcialmente compensado por Enel Brasil Holding por préstamos recibidos de Enel Américas. (viii) Todo lo anterior compensado por aumento **Grupo Enel Argentina** USD 10 millones mayor recaudos por ventas de energías derivado de la resolución 19/2017 de reconocimiento de ingreso por parte de las generadoras.
 - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar** corrientes por USD 374 millones que corresponde principalmente a aumento en (i) **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 318 millones que incluye la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 300 millones la diferencia corresponde a mayores cuentas a cobrar en **Enel Distribución Ceara** y **EGP Cachoeira Dourada**, compensado con una menor cuenta a cobrar de **Enel Distribución Río** (ii) aumento en **Edesur** por USD 48 millones producto de la aplicación del nuevo régimen tarifario y (iii) aumento en **Emgesa** por USD 9 millones por mayores cuentas comerciales a cobrar por aumento de ventas de energía.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- Aumento de los **Activos No Corrientes** en USD 2.236 millones, equivalente a un 18,5%, principalmente por:
- Aumento de **Otros activos financieros no corrientes** por USD 87 millones, debido principalmente a disminución de los efectos de conversión del Real brasileño al dólar americano por la cuenta a cobrar por el término de la concesión IFRIC12 en las distribuidoras brasileñas Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará por USD 14 millones más el aumento por mayores activaciones del período por USD 54 millones y el efecto de actualización del activo financiero por la concesión por USD 13 millones. Adicionalmente aumento por la incorporación en el perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 29 millones.
 - Aumento de **Otros activos no financieros no corrientes** por USD 223 millones, debido principalmente a la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 225 millones que contiene Depósitos judiciales por USD 44 millones y por cobrar a FUNAC Fondo de Aportaciones a Celg Distribuidora S.A. por USD 181 millones, compensado por USD 2 millones con Central Dock Sud por pago ganancia mínima presunta largo plazo.
 - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por USD 74 millones que corresponde principalmente a aumentos en Grupo Enel Brasil por USD 71 millones principalmente por la incorporación de los activos de Celg Distribuidora S.A.
 - Aumento de **Activos intangibles distintos de la plusvalía** por USD 1.759 millones que se explican por: USD 2.029 millones principalmente por nuevas inversiones, USD 136 millones Enel Distribución Río, USD 88 millones Enel Distribución Ceará, adicionalmente USD 1.792 millones valor asignado provisoriamente al activo intangible por compra de CELG. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por disminuciones **(i)** USD 50 millones por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos **(ii)** USD 111 millones por la amortización y deterioro del período, **(iii)** y por USD 108 millones por traspaso para activo financiero IFRIC 12 en Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará.
 - Aumento de **Propiedades, plantas y equipos** por USD 81 millones compuesto principalmente por (i) un aumento de USD 299 millones por nuevas inversiones del período que incluye la incorporación de los activos de Celg Distribuidora S.A. por USD 13 millones y (ii) otros movimientos por USD 17 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) USD 23 millones correspondiente a los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos, (ii) USD 200 millones de depreciación del ejercicio, (iii) USD 10 millones Enel Generación Peru por deterioro Central callahuanca debido a emergencia climática.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Pasivos y Patrimonio	30 de junio de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de USD)			
Pasivos corrientes	3.956	3.822	134	3,5
Pasivos no corrientes	6.239	5.150	1.089	21,1
Patrimonio Total	7.883	7.880	3	0,0
Atribuible a los propietarios de Enel Américas	6.271	6.200	72	1,2
Participaciones no controladoras	1.611	1.680	(69)	(4,1)
Total Pasivos y Patrimonio	18.077	16.852	1.226	7,3

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de Junio de 2017 aumentan en USD 1.226 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 30 Junio de 2016, principalmente como consecuencia de:

- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en USD 134 millones, explicado principalmente por:
 - Disminución de las **Otros Pasivos Financieros corrientes** por USD 96 millones, lo cual se explica fundamentalmente por una disminución de USD 128 millones en **Codensa** debido a la amortización de bonos, USD 85 millones Emgesa millones pago Bonos compensado con incorporación de nuevos préstamos bancarios, disminución USD 22 millones **Enel Distribución Río** por USD 84 millones por pago de bonos compensado con traslado de deuda de largo a Corto Plazo USD 62 millones, compensado con la incorporación del perímetro de consolidación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 139 millones lo que produce un aumento en las obligaciones de otros pasivos financieros.
 - Aumento de las **Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes** por USD 400 millones, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de USD 568 millones en **Grupo Enel Brasil** debido a la incorporación del perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 483 millones lo que produce un aumento en los proveedores por compras de energía y otras cuentas por pagar, aumento USD 35 millones **Enel Distribución Río** principalmente por activos y pasivos sectoriales, aumento USD 35 millones Enel distribución Ceará por dividendos por pagar a terceros y encargos sectoriales, aumento **Edesur** USD 43 millones por deuda de Cammesa y multas. Compensado con disminución USD 97 millones **Enel Américas** por dividendos terceros y pago a proveedores, disminución USD 19 millones **Enel Distribución Peru** menor cuenta a pagar a proveedores, USD 16 millones **Enel Generación Peru** menor cuentas a pagar proveedores, disminución USD 33 millones Emgesa principalmente por disminución cuenta a pagar impergilo, disminución USD 20 millones **Codensa** menores cuentas por pagar a proveedores. USD 14 millones disminución cuentas por pagar proveedores grupo Enel Argentina, disminución USD 7 millones Central Dock Sud principalmente por disminución Iva dedito Fiscal.
 - Disminución de **Cuentas por Pagar a entidades relacionadas corrientes** por USD 90 millones, principalmente menores cuentas por pagar a Enel Iberoamérica por pago de dividendo.
 - Aumento de **Otras Provisiones Corrientes** por USD 69 millones principalmente atribuible a **Edesur** por USD 78 millones principalmente por actualización por multas de calidad de servicio con el ente regulador Argentino, Disminución USD 11 millones provisión impuestos de Enel Generación Chocon .

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- Disminución de **Pasivos por impuestos Corrientes** por USD 135 millones principalmente atribuible a **Enel Generación el Chocon** por USD 39 millones principalmente plan de pago de impuesto a las ganancias y regularización de impuestos años anterior calculado sobre inflación, disminución USD 48 millones impuesto a la renta en **Emgesa** y disminución USD 31 millones impuesto a la renta en **Codensa**.
- Los **Pasivos No Corrientes** aumentan en USD 1.089 millones, equivalente a un 21,1%, de variación explicado principalmente por:
 - Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados)** por USD 184 millones, principalmente explicado por **(i)** un aumento de USD 78 millones en Grupo **Enel Brasil S.A.** debido principalmente a la incorporación del perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A. por USD 145 millones por préstamos bancarios, aumento USD 60 millones **Central Fortaleza** préstamo citibank, compensado con una disminución de **Enel Distribución Ceará** por USD 32 millones de traspaso al corto plazo de préstamos bancarios, disminución y **Enel Distribución Rio** por USD 98 millones de traspaso al corto plazo de bonos, disminución USD 37 millones **Enel Distribución Rio** por traspaso de préstamos bancarios a corto plazo **(ii)** aumento en **Codensa** por USD 196 millones correspondientes a nuevas emisiones de bonos series E-2,E-5 y E7, **(iii)** disminución USD 9 millones **Enel Generación Peru** por traspaso de bonos a corto plazo, **(iv)** disminución USD 25 millones **Emgesa** por diferencia de conversión del peso colombiano al dólar americano **(vi)** disminución USD 24 millones **Chinango** traspaso de préstamos a corto plazo.
 - Aumento de **Otras cuentas por pagar no corrientes** por USD 514 millones explicado principalmente por **(i)** incremento mutuo de CAMMESA por USD 36 millones para las filiales Edesur y Enel Costanera en Argentina y por **(ii)** aumento en el Grupo Enel Brasil S.A. por USD 481 millones principalmente por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 458 millones de deudas por compra de energía y otras obligaciones por pagar.
 - Aumento de **Otras provisiones no corrientes** por USD 230 millones principalmente por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. por USD 223 millones principalmente por Provisión de juicios civiles, laborales y tributarios.(incluye Funac por USD 172 millones).
 - Aumento de **Pasivos por impuestos diferidos** por USD 109 millones principalmente por el reconocimiento de impuesto diferido por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. USD 115 millones.
 - Aumento de **Provisiones por Beneficios a los empleados no corrientes** por USD 46 millones, explicado principalmente por la incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribución S.A. por USD 56 millones, la diferencia corresponde a los conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos

AL 30 DE JUNIO DE 2017

- El **Patrimonio Total** aumento en USD 3 millones, explicado principalmente por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumento en USD 72 millones principalmente por **(i)** una disminución de USD 21 millones en **otras reservas** compuesto principalmente por una disminución de **reservas de diferencia de cambio por conversión**, **(ii)** una disminución por pago de dividendos USD 113 millones y **(iii)** aumento por la utilidad del ejercicio de USD 206 millones.
 - Las **participaciones no controladoras** disminuyeron en USD 69 millones explicado principalmente por **(i)** una disminución de USD 214 millones por el pago de dividendos. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de USD 168 millones por el reconocimiento de la utilidad generada en el ejercicio 2017 y por un disminución en los otros resultados integrales por USD 23 millones.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

La evolución de los principales indicadores financieros de las operaciones continuadas es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2016	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,95	1,25		(0,3)	(23,8%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,92	1,22		(0,3)	(24,6%)
	Capital de Trabajo	MMUSD	-190	954		(1.143)	(119,9%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	1,29	1,14		0,2	13,6%
	Deuda Corto Plazo	%	38,8%	42,6%		(3,8%)	(8,9%)
	Deuda Largo Plazo	%	61,2%	57,4%		3,8%	6,6%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	3,04	-	3,20	(0,2)	(5,0%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	20,1%	-	26,9%	(6,8%)	(25,3%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	6,4%	-	13,1%	(6,7%)	(51,1%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	4,1%	-	8,40%	(4,3%)	(50,7%)

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

La **liquidez corriente** al 30 de junio de 2017 alcanzó 0,95 veces, presentando una disminución de 23,8% con respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado principalmente por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo, producido principalmente por la adquisición de Celg Distribuidora S.A.

La **razón ácida** al 30 de junio de 2017 alcanzó 0,92 veces, presentando una disminución de 24,6% con respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo.

El **capital de trabajo** al 30 de junio de 2017 fue de menos USD 190 millones, que refleja una disminución respecto al 31 de diciembre de 2016, explicado principalmente por la disminución del efectivo y equivalentes de efectivo.

La **razón de endeudamiento** se sitúa en 1,29 veces al 30 de junio de 2017, aumento de 13,6% respecto del 31 de diciembre de 2016, principalmente por mayor pasivo financieros por la adquisición de Celg Distribuidora S.A.

La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 30 de junio de 2017 fue de 3,04 veces, lo cual representa una disminución de 5% comparado con igual período del año anterior, principalmente por el incremento de gastos financieros por la incorporación de Celg Distribuidora S.A.

El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** disminuyó un 25,3% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 20,1% al 30 de junio de 2017, principalmente por menor EBIT.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 6,4%, debido a que existió una disminución en el resultado atribuible a los propietarios, principalmente por los resultados de dos meses del año 2016 como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

La **rentabilidad de los activos** fue de un 4,1% al 30 junio de 2017, debido principalmente a una disminución del resultado del período, atribuible principalmente por los resultados de dos meses del año 2016 como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 1.430 millones negativos a junio de 2017 lo que representa una disminución de USD 1.114 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

Flujos de efectivo netos	30 de junio de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de USD)			
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	661	1.005	(344)	(34,2)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.209)	(548)	(661)	120,5
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(883)	(774)	(109)	14,1
Total Flujos de Efectivos Netos	(1.431)	(317)	(1.114)	351,0

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron USD 661 millones a junio de 2017, representando una disminución del 34,2 % con respecto a igual período del año anterior. La disminución se explica por un aumento en las **Clases de cobros por actividades de operación** principalmente en (i) los cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por USD 704 millones; (ii) otros cobros por actividades de operación por USD 29 millones (iii) menores cobros procedentes de regalías y comisiones USD 9 millones (iv) menores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por USD 10 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por las **Clases de pagos en efectivo procedentes de operación** principalmente en (i) Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por USD 372 millones, (ii) pagos a y por cuenta de los empleados por USD 133 millones, (iii) Otros pagos por menores actividades de operación por USD 635 millones (ver detalle en nota 8F de los estados financieros) (iv) menores pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas USD 3 millones (v) menores pagos de impuesto a las ganancias USD 52 millones (vi) mayores Otras entradas y salidas de efectivo USD 27 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por USD 1.208 millones a junio de 2017, que se explican principalmente por (i) los desembolsos por la incorporación de propiedades, plantas y equipos por USD 340 millones; (ii) incorporación de activos intangibles IFRIC12 por USD 274 millones; (iii) pagos de derivados de contratos de futuro y de permuta financiera USD 5 millón, (iv) Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios por USD 720 millones correspondiente al pago adquisición Celg Distribuidora S.A. neto de efectivo y efectivo equivalente. Estas salidas de flujos de efectivo de inversión fueron parcialmente compensadas por (i) el rescate de inversiones a más de 90 días por USD 15 millones; (ii) cobros de contratos futuro, a término de opciones y de permuta financiera por USD 50 millones; (iii) intereses recibidos USD 55 millones; y (iv) otras entradas de efectivo por USD 10 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron salidas por USD 883 millones a junio 2017, originados principalmente por (i) pagos de préstamos por USD 527 millones; (ii) pago de dividendos por USD 461 millones a terceros, (iii) pago de intereses por USD 210 millones, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 29 millones; y (vi) otras salidas de efectivo por USD 1 millón. Todo lo anterior compensado con los flujos procedentes de la obtención de préstamos por USD 345 millones.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos de junio años 2017 y 2016.

Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad
30 de junio de 2017 y 2016
(millones de USD)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2017	2016	2017	2016
Enel Generación Chocon S.A.	1	1	2	1
Enel Generación Costanera S.A.	16	34	19	13
Emgesa S.A.E.S.P.	69	56	36	30
Enel Generación Perú S.A.	21	14	28	29
Celg Distribución	50	-	37	-
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	3	4	3
Enel Fortaleza	6	5	5	4
Enel Cien S.A.	1	1	8	7
Edesur S.A.	46	52	11	8
Enel Distribución Perú S.A.	51	58	25	22
Enel Distribución Río S.A.	136	100	42	32
Enel Distribucion Ceará S.A.	88	54	28	22
Codensa S.A.	119	108	51	40
Enel Trading Argentina S.R.L.	-	0	0	0
Central Dock Sud S.A.	2	2	8	9
Enel Generación Piura S.A.	5	3	4	4
Enel Generación Chile S.A.	-	70	-	-
Enel Distribución Chile S.A.	-	26	-	-
Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.(ex ICT)	-	0	-	-
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	2	5	2	2
Total	614	591	311	227

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

AL 30 DE JUNIO DE 2017

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Américas.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

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

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Posición bruta:

	30-06-2017	31-12-2016
	%	%
Tasa de interés fijo	47%	44%

Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a USD o monedas locales si las hubiere y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 30 de junio de 2017, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 36.7 GWh, para el periodo Jul-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas

AL 30 DE JUNIO DE 2017

de futuros de energía por 8.9 GWh para el periodo Jul-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 30 de junio de 2017 se han liquidado en el año 9.8 GWh en los contratos de venta y 36.4 GWh de compra de futuros de energía. Al 31 de diciembre de 2016 se liquidaron diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 19, 21 y Anexo 4.

Al 30 de junio de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUSD 1.272.258 en efectivo y otros medios equivalentes y MUSD 28.467 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presentaba una liquidez de MUSD 2.689.456 en efectivo y otros medios equivalentes y MUSD 129.944 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUSD 190.284.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2017

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Américas.

A junio de 2017, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna subsidiaria significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los USD 150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de una parte sustancial de los bonos Yankee.

Por último, a junio de 2017 en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. En el caso de las líneas locales, el cross default se desencadena si el monto en mora en una deuda excede los USD 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además se cumplen condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Américas por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

AL 30 DE JUNIO DE 2017

VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.d) de los Estados Financieros.

A lo largo del ejercicio, y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiéndose como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.