

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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

- Los ingresos aumentaron un 36,1% comparado con igual período del año anterior llegando a USD 7.651 millones, explicado por mayores ingresos en los cuatro países, principalmente en Brasil por la incorporación de Celg Distribuidora S.A. al perímetro de consolidación, y en Argentina por mayor tarifa en el negocio de distribución.
- El EBITDA aumentó en 18,1% explicado por mejores resultados en Brasil, Colombia y Perú, compensado parcialmente por un menor resultado en Argentina.

País	EBITDA		Variación %
	30 de septiembre		
	2017	2016	
	(cifras en millones de USD)		
Argentina	212	228	(6,9)
Brasil	656	448	46,3
Colombia	911	834	9,2
Perú	376	336	12,0
<b>Enel Américas</b>	<b>2.135</b>	<b>1.808</b>	<b>18,1</b>

- El Resultado de Explotación (EBIT) alcanzó los USD 1.537 millones, un 11,7% más respecto de igual período de 2016, explicado principalmente por los mejores resultados parcialmente compensados por mayor gasto de depreciación y amortización en Brasil y en menor medida en Colombia y Argentina.
- El Resultado después de impuestos, antes de las operaciones discontinuadas registradas en 2016, llegó a USD 657 millones, un 12,2% menos que en el mismo período del año anterior, explicado principalmente por un incremento en los gastos por impuestos de USD 118 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 136 millones explicado principalmente por incorporación al perímetro de consolidación de Celg Distribuidora S.A.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 3.051 millones, un 101% mayor que al cierre de 2016, explicado principalmente por las inversiones relacionadas a la incorporación de Celg Distribuidora S.A. y a la consolidación de su deuda.
- El CAPEX en los primeros nueve meses de 2017 fue USD 969 millones, un 8,6% 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 SEPTIEMBRE DE 2017

### RESUMEN POR NEGOCIO

#### Generación

- El negocio de generación mostró un aumento de 12.0% en el EBITDA, llegando a USD 1.086 millones. Esto se explica por mejores resultados obtenidos en Brasil, principalmente por mayores ventas físicas, en Perú por mayores ingresos por peaje e indemnizaciones de emergencia climática, en Argentina por ajustes tarifarios que se reflejaron en mayores ingresos y en menor medida en Colombia por bajas en costos por menores precios de compra de energía y combustible.

#### Información Física

	9M 2017	9M 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	41.282	38.195	8,08%
Total Generación (GWh)	31.085	30.777	1,00%

#### Distribución

- En distribución, el EBITDA fue un 21,3% superior al del año anterior, llegando a USD 1.100 millones, explicado principalmente por la consolidación de Celg Distribuidora S.A. y un mejor desempeño en nuestras filiales en Brasil y Colombia por mejores precios promedios de venta principalmente. El número de clientes aumentó en de 247.698 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 2.894.098 clientes de Celg.

#### Información Física

	9M 2017	9M 2016	Variación
Total Ventas (GWh)	55.444	47.111	17,0%
Número de clientes	17.119.768	13.680.367	25,1%

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### RESUMEN FINANCIERO

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

- |  |                    |
|--|--------------------|
| • Caja y caja equivalente                            | USD 1.432 millones |
| • Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días | USD 1.554 millones |
| • Líneas de crédito comprometidas disponibles        | USD 285 millones   |

➤ La tasa de interés nominal acumulada promedio a septiembre de 2017 disminuyó hasta 8,0% desde 10,3% del mismo periodo en el año anterior, influenciado principalmente por (i) mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento de un bono Yankee de Enel Américas, (ii) una reducción del Withholding Tax aplicable al bono internacional de Emgesa, así como la caída de la inflación en Colombia que afecta a deuda indexada al nivel de precios tanto en Emgesa como en Codensa, (iii) amortización de la totalidad de la deuda financiera en pesos argentinos y (iv) una menor inflación en Brasil, mejorando la tasa de la deuda indexada fundamentalmente en Enel Distribución Rio y Ceará. Lo anterior, fue parcialmente contrarrestado con el efecto de la consolidación de la deuda de Celg en Brasil a tasas más altas, que a septiembre de 2016 no se encontraba en el perímetro de consolidación del grupo Enel Américas.

#### 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 al cierre de septiembre de 2017, *cross currency swaps* por US\$ 482 millones y *forwards* por US\$ 565 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 *swaps* de Tasa de Interés, por US\$ 0,6 millones.



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre 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 Septiembre de 2017. Los resultados en pesos chilenos de septiembre 2016 fueron convertidos al tipo de cambio medio de septiembre de 2016 para permitir la comparación en dólares.

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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	6.338	4.763	6,2%	4,6%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.503	2.083	1,5%	2,0%
Central Dock Sud	SIN Argentina	3.664	3.557	3,6%	3,4%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	6.883	6.750	23,3%	20,8%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	485	530	1,6%	1,6%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	13.635	13.825	19,2%	19,4%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	6.553	4.398	1,7%	1,1%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	2.222	2.289	0,6%	0,6%
<b>Total</b>		<b>41.282</b>	<b>38.195</b>		

### 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)	13.642	14.203	12,5%	12,0%	2.524	2.495	610	586
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	5.973	5.824	8,4%	8,0%	1.392	1.360	2.396	2.193
Enel Distribución Río S.A.	8.204	8.410	20,4%	19,6%	3.011	3.035	2.934	2.832
Enel Distribución Ceará S.A.	8.494	8.569	13,3%	13,0%	3.984	3.859	3.504	3.382
Celg Distribuidora S.A.	8.855	-	11,8%	0,0%	2.894	-	2.343	-
Codensa S.A.	10.276	10.105	7,8%	7,3%	3.315	2.931	2.434	2.674
<b>Total</b>	<b>55.444</b>	<b>47.111</b>	<b>12,4%</b>	<b>10,0%</b>	<b>17.120</b>	<b>13.680</b>	<b>1.803</b>	<b>1.671</b>

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

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2017 y 2016.

### INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Generación y Distribución  
(millones de USD a septiembre de 2017)

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
<b>Ingresos por ventas de energía</b>														
<b>Generación</b>	206	112	510	331	840	888	370	399	1.926	1.742	(561)	(490)	1.365	1.252
Clientes Regulados	-	-	180	212	505	395	233	245	918	852	(561)	(490)	357	362
Clientes no Regulados	-	3	329	119	285	260	120	131	734	525	-	-	734	525
Ventas de Mercado Spot	206	109	1	-	50	220	3	6	260	335	-	-	260	335
Otros Clientes	-	-	-	-	-	13	14	17	14	30	-	-	14	30
<b>Distribución</b>	892	657	2.506	1.334	945	814	618	617	4.960	3.422	-	-	4.960	3.422
Residenciales	326	110	1.110	636	490	419	313	298	2.239	1.463	-	-	2.239	1.463
Comerciales	330	277	601	399	230	200	86	127	1.247	1.003	-	-	1.247	1.003
Industriales	104	84	202	145	94	86	118	84	518	399	-	-	518	399
Otros Consumidores	132	186	593	154	131	109	101	108	956	557	-	-	956	557
<b>Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio</b>	-	-	(239)	(213)	(201)	(155)	(121)	(122)	(561)	(490)	561	490	-	-
<b>Ingresos por Ventas de Energía</b>	1.098	769	2.777	1.452	1.584	1.547	867	894	6.325	4.674	-	-	6.325	4.674
<b>variación en millones de USD y %</b>	329	42,8%	1.325	91,3%	37	2,4%	(27)	(3,0%)	1.651	35,3%	0,0%	-	1.651	35,3%

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2017, fue de USD 384 millones, lo que representa una disminución de un 28,0% con respecto al resultado de USD 533 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 septiembre de 2017 y 2016:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (Actividades Continuadas)	30-09-2017	30-09-2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
<b>Ingresos</b>	<b>7.651</b>	<b>5.623</b>	<b>2.028</b>	<b>36,1%</b>
Ingresos de actividades ordinarias	6.981	5.208	1.773	34,0%
Otros ingresos de explotación	670	415	255	61,5%
<b>Materias Primas y Consumibles Utilizados</b>	<b>(4.309)</b>	<b>(2.817)</b>	<b>(1.492)</b>	<b>(53,0%)</b>
Compras de energía	(2.825)	(1.805)	(1.020)	(56,5%)
Consumo de combustible	(178)	(291)	113	38,8%
Gastos de transporte	(435)	(287)	(148)	(51,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(871)	(434)	(437)	(100,7%)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>3.342</b>	<b>2.806</b>	<b>536</b>	<b>19,1%</b>
Gastos de personal	(515)	(400)	(115)	(28,8%)
Otros gastos por naturaleza	(692)	(598)	(94)	(15,7%)
<b>Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)</b>	<b>2.135</b>	<b>1.808</b>	<b>327</b>	<b>18,1%</b>
Depreciación y amortización	(481)	(348)	(133)	(38,2%)
Pérdidas por deterioro	(117)	(84)	(33)	(39,3%)
<b>Resultado de Explotación (EBIT)</b>	<b>1.537</b>	<b>1.376</b>	<b>161</b>	<b>11,7%</b>
<b>Resultado Financiero</b>	<b>(493)</b>	<b>(357)</b>	<b>(136)</b>	<b>(38,1%)</b>
Ingresos financieros	174	223	(49)	(22,0%)
Gastos financieros	(661)	(598)	(63)	(10,5%)
Resultados por unidades de reajuste	-	(1)	1	0,0%
Diferencia de cambio	(6)	19	(25)	131,6%
<b>Otros Resultados distintos de la operación</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>66,7%</b>
Otras Ganancias (pérdidas)	1	1	-	0,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	4	2	2	100,0%
<b>Resultado Antes de Impuestos</b>	<b>1.049</b>	<b>1.022</b>	<b>27</b>	<b>2,6%</b>
Impuesto sobre sociedades	(392)	(274)	(118)	(43,1%)
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>657</b>	<b>748</b>	<b>(91)</b>	<b>(12,2%)</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Después de Impuesto	-	169	(169)	(100,0%)
<b>Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas</b>	<b>657</b>	<b>917</b>	<b>(260)</b>	<b>(28,4%)</b>
<b>Resultado del Período</b>	<b>657</b>	<b>917</b>	<b>(260)</b>	<b>(28,4%)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>384</b>	<b>533</b>	<b>(149)</b>	<b>(28,0%)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	273	384	(111)	(28,9%)
<b>Utilidad por acción USD (*) Operaciones Continuadas</b>	<b>0,00668</b>	<b>0,01086</b>	<b>(0,00417)</b>	<b>(38,4%)</b>
<b>Utilidad por acción USD (*) Operaciones Discontinuadas</b>		<b>0,00230</b>	<b>(0,00230)</b>	<b>(100,0%)</b>
<b>Utilidad por acción USD(*)</b>	<b>0,00668</b>	<b>0,01316</b>	<b>(0,00647)</b>	<b>(49,2%)</b>

(\*) Al 30 de septiembre de 2017 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 57.452.641.516 (49.092.772.762 en 2016).

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### EBITDA:

El EBITDA de las actividades continuadas por el período al 30 de septiembre de 2017 fue de USD 2.135 millones, lo que presenta un aumento de USD 327 millones, equivalente a un incremento de un 18,1%, con respecto al EBITDA de USD 1.808 millones por el período terminado el 30 de septiembre 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 septiembre de 2017 y 2016, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS				
	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	209	230	(21)	(9,1)
Brasil	603	416	187	45,0
Colombia	862	906	(44)	(4,9)
Perú	516	508	8	1,6
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>2.190</b>	<b>2.060</b>	<b>130</b>	<b>6,3</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	947	735	212	28,8
Brasil	3.340	1.718	1.622	94,4
Colombia	1.143	988	155	15,69
Perú	661	654	7	1,07
<b>Ingresos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>6.091</b>	<b>4.095</b>	<b>1.996</b>	<b>48,7</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(630)	(532)	(98)	18,4
<b>Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>7.651</b>	<b>5.623</b>	<b>2.028</b>	<b>36,1</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(18)	(70)	52	74,3
Brasil	(337)	(191)	(146)	(76,4)
Colombia	(288)	(347)	59	17,0
Perú	(250)	(263)	13	4,9
<b>Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(893)</b>	<b>(871)</b>	<b>(22)</b>	<b>(2,5)</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(557)	(309)	(248)	(80,0)
Brasil	(2.402)	(1.167)	(1.235)	(105,8)
Colombia	(643)	(567)	(76)	(13,4)
Perú	(444)	(442)	(2)	(0,5)
<b>Costos de Explotación Segmento de Distribución</b>	<b>(4.046)</b>	<b>(2.485)</b>	<b>(1.561)</b>	<b>(62,8)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	630	539	90	(16,9)
<b>Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas</b>	<b>(4.309)</b>	<b>(2.817)</b>	<b>(1.492)</b>	<b>(53,0)</b>
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(51)	(45)	(6)	(13,3)
Brasil	(13)	(10)	(3)	(30,0)
Colombia	(20)	(17)	(3)	(17,6)
Perú	(22)	(21)	(1)	(4,8)
<b>Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(106)</b>	<b>(93)</b>	<b>(13)</b>	<b>(14,0)</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(168)	(165)	(3)	(1,8)
Brasil	(166)	(66)	(100)	(151,5)
Colombia	(34)	(31)	(3)	(9,7)
Perú	(21)	(21)	0	1,9
<b>Gastos de Personal Segmento de Distribución</b>	<b>(389)</b>	<b>(283)</b>	<b>(106)</b>	<b>(37,3)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(20)	(24)	4	16,7
<b>Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas</b>	<b>(515)</b>	<b>(400)</b>	<b>(115)</b>	<b>(28,8)</b>





# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	(26)	(24)	(2)	(8,3)
Brasil	(13)	(13)	-	-
Colombia	(33)	(38)	5	13,2
Perú	(34)	(51)	17	32,6
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>(106)</b>	<b>(126)</b>	<b>20</b>	<b>15,6</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	(122)	(122)	(0)	(0,4)
Brasil	(326)	(208)	(118)	(56,9)
Colombia	(77)	(60)	(17)	(27,5)
Perú	(30)	(29)	(1)	(3,6)
<b>Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución</b>	<b>(555)</b>	<b>(419)</b>	<b>(136)</b>	<b>(32,6)</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(31)	(53)	22	42,2
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas</b>	<b>(692)</b>	<b>(598)</b>	<b>(94)</b>	<b>(15,7)</b>
<b>EBITDA</b>				
<b>Generación y Transmisión:</b>				
Argentina	114	91	23	25,3
Brasil	240	202	38	18,8
Colombia	521	504	17	3,4
Perú	211	173	38	21,8
<b>EBITDA Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>1.086</b>	<b>970</b>	<b>116</b>	<b>12,0</b>
<b>Distribución:</b>				
Argentina	99	139	(40)	(28,5)
Brasil	446	277	169	60,9
Colombia	389	330	59	18,0
Perú	166	162	4	2,7
<b>EBITDA Segmento de Distribución</b>	<b>1.100</b>	<b>908</b>	<b>193</b>	<b>21,3</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(51)	(70)	19	27,0
<b>Total EBITDA Consolidado Enel Américas</b>	<b>2.135</b>	<b>1.808</b>	<b>327</b>	<b>18,1</b>



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

#### Argentina

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 114 millones a septiembre de 2017, lo que representa un aumento de USD 23 millones de dólares respecto a igual período del año 2016. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a septiembre 2017 comparado con el mismo periodo del 2016, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente a mayores ingresos por mayores ventas físicas y aumento tarifa compensado con menor reconocimiento de contrato disponibilidad, mayor precio de combustibles y menores gastos de personal activados.)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Costanera aumentaron en USD 7 millones, o 7,16%, en septiembre de 2017. El aumento se explica principalmente por USD 62 millones de mayores ingresos debido (i) a mayores ventas físicas de 1.575 GWh que aportaron USD 22 millones e (ii) incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación 19/2017 aplicada a contar de febrero de 2017 por USD 40 millones. Compensado (i) menor grado de avance de los Contrato de Disponibilidad de las unidades Turbo Vapor firmados con la Secretaría de Energía Eléctrica USD 45 millones debido a que los proyectos están en su última etapa de construcción (ii) menores ingresos de conversión por USD 10 millones debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** de Enel Generación Costanera aumentaron en USD 2 millones, o 44,6% en 2017 principalmente por mayores precios de combustibles por USD 2 millones.

Los **gastos de personal** de Enel Generación Costanera aumentaron por menores capitalizaciones de mano de obra por USD 3 millones.

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

Enel Generación El Chocón : (Mayor EBITDA de USD 7 millones debido principalmente a mayor remuneración tarifaria por nueva regulación en 2017.)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación El Chocón aumentaron en USD 9 millones principalmente por: USD 15 millones de incremento por remuneración tarifaria por nueva regulación 19/2017 aplicada a contar de febrero de 2017, compensado por disminución en contratos de venta de USD 3 millones y USD 3 millones producto de la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de Explotación** aumentan en USD 1 millón producto de la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** aumentan en USD 1 millón producto de la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

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

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Central DockSud: (Mayor EBITDA de USD 17 millones *principalmente por menores costos de consumo de gas*)

Los **ingresos de explotación** de Central DockSud disminuyeron en USD 37 millones, o 37,5%, en 2017, lo que se explica por un decremento en las (i) otras prestaciones de servicios por USD 54 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 10 millones debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con dólar americano. Lo anterior compensado por (i) incremento de la remuneración tarifaria por nueva regulación 19/2017 aplicada a contar de febrero de 2017 por USD 27 millones.

Los **costos de explotación** de Central DockSud disminuyen en USD 56 millones, o 87,9%, en 2016, principalmente por menores costos de consumo de gas debido a que en el año 2017 CAMMESA liquida este concepto directamente a distribuidores por USD 52 millones, además considera una conversión de USD 4 millones debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con dólar americano.

Los **gastos de personal** aumentan USD 1 millón debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** aumentan en USD 1 millón debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con dólar americano.

### Enel Trading R.L.I: (menor EBITDA de USD 2 millones *principalmente por mayores gastos de personal y efectos de la devaluación del peso argentino en relación al dólar*).

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

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

Los **gastos de personal** aumentan en USD 1 millón.

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

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 240 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 a septiembre de 2017 comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

#### EGP Cachoeira Dourada S.A.: (mayor EBITDA de USD 6 millones *principalmente por mayores ventas físicas por una mayor demanda en el mercado*)

Los **ingresos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 140 millones, o 72,5%, en 2017. El aumento se explica principalmente por un (i) incremento de USD 114 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 2.155 GWh, por una mayor demanda en el mercado. Además (ii) aumento de USD 23 millones debido a la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano. Además de otros ingresos de explotación por USD 3 millones por indemnización de contrato de energía.

Los **costos de explotación** de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 133 millones, o 140,9%, en 2017, compuesto principalmente por (i) un aumento de USD 121 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 11 millones debido a la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

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

Los **otros gastos por naturaleza** aumento de USD 1 millón debido a la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

#### Compañía Eléctrica de Fortaleza: (Mayor EBITDA de USD 23 millones *principalmente debido a mejores precios de venta de energía, compensado con mayor compra energía y transporte de energía*)

Los **ingresos de explotación** de Compañía Eléctrica de Fortaleza aumentaron en USD 30 millones, o 17,6%, en 2017 principalmente por un incremento de USD 23 millones en las ventas de energía, debido a (i) mejores precios medios de venta a distribuidoras USD 7 millones y por (ii) aumento de USD 16 millones debido a la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano. Adicionalmente aumento de USD 7 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal Provin (Programa de Incentivo y Desarrollo industrial).

Los **costos de explotación** de Compañía Eléctrica de Fortaleza aumentaron en USD 7 millones, o 7,7%, en 2017, debido a un aumento principalmente atribuible a (i) aumento de USD 2 millones por mayores compras de energía (ii) USD 2 millones por mayor gasto de transporte energía(iii) un aumento por USD 3 millones de los efectos de conversión por la apreciación del real brasileño respecto del dólar americano de un 10,5% respecto del período anterior.

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

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



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

---

### 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 Enel Cien aumentaron en USD 10 millones, o 19 %, en 2017. El aumento se explica principalmente por USD 4 millones por aumento del Ingreso Anual Permitido (RAP) en acuerdo con el despacho del regulador y a los efectos de conversión por USD 6 millones debido a la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

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

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

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

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 521 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 17 millones con respecto al mismo período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en los resultados a septiembre de 2017 comparado a igual período del año 2016, se describen a continuación:

**Emgesa S.A.: (Mayor EBITDA de USD 17 millones principalmente por menores precios medios de compras de energía y disminución en compras de combustibles.)**

Los **ingresos de explotación** de Emgesa disminuyeron en USD 44 millones o un 4,9% en 2017. La disminución se explica por menores ventas de energía por USD 47 millones de los cuales USD 59 millones correspondiente a menores precios medios de venta en el mercado spot, menor reconocimiento de USD 13 millones por beneficios por mayor generación térmica en 2016 y USD 11 corresponden a menores ventas físicas por 190 GWh y lo anterior compensado parcialmente con USD 36 millones producto de la apreciación de un 3,9% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Adicionalmente, las otras ventas aumentaron por mayor volumen de gas vendido por USD 3 millones.

Los **costos de explotación** de Emgesa disminuyeron en USD 59 millones, o 17,2%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 59 millones en las compras de energía atribuible a USD 50 millones por menores precios medios (-\$64/KWh) de compra en el mercado spot y USD 9 millones por menores compras en el mercado spot de 152 GWh producto de una mayor generación por mejores condiciones hidrológicas; (ii) una disminución de USD 40 millones en el consumo de combustibles compuesto por USD 44 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 14 millones de gastos de transporte debido al aumento en los precios producto de la mayor inflación, (ii) un aumento de USD 12 millones en los gastos de otros aprovisionamiento variables y servicios por un incremento de los efectos impositivos asociados a una mayor generación hidroeléctrica; y (iii) un aumento de USD 14 millones debido a la diferencia de conversión producto de la apreciación de un 3,9% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Los **gastos de personal** de Emgesa aumentaron en USD 3 millones, explicado principalmente por mayores gastos salariales por USD 2 millones más los efectos de conversión producto de la apreciación de un 3,9% del peso colombiano respecto del dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** de Emgesa disminuyeron en USD 5 millones, o 13,3% en 2017, principalmente debido a una disminución USD 6 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior, compensado con aumento de costos de mantenimientos USD 1 millón.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

---

### Perú

---

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los USD 211 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 38 millones con respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados a septiembre 2017 comparado a igual período del año 2016, se describen a continuación:

**Enel Generación Perú S.A. (Edegel): (mayor EBITDA por USD 41 millones principalmente por mayores ingresos por peajes e indemnizaciones emergencias climáticas y por efecto de la baja del proyecto Curibamba reconocida en el 2016).**

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Perú aumentaron en USD 18 millones, o 4,5% en 2017. El aumento se explica principalmente por (i) mayores ingresos por peajes por mayor captación de clientes libres USD 16 millones, (ii) mayores efectos de conversión por USD 11 millones producto de la apreciación de un 3,1% del sol peruano respecto del dólar americano y por (iii) mayores otros ingresos por USD 9 millones principalmente por indemnización de seguros por emergencia climática e ingreso lucro cesante USD 7 millones. Lo anterior compensado con una disminución de USD 25 millones de menores ventas de energía explicado por disminución de precios medios de ventas por reducción del costo marginal en el mercado por USD 20 millones, menor ventas de energía y potencia en el mercado regulado USD 5 millones.

Los **costos de explotación** de Enel Generación Perú disminuyeron en USD 7 millones, o 3,1%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución en las compras de energía por USD 7 millones, de las cuales USD 42 millones corresponde a menores efectos de reclamación legal registrado en 2016 compensado con mayores compras físicas al mercado spot para cubrir la demanda por USD 23 millones, mayor gasto por USD 5 millones por mayor capacidad generación eléctrica y USD 7 millones por mayor consumo de potencia, (ii) menores gastos de combustibles por USD 14 millones por menor consumo de gas debido a la mayor generación hidroeléctrica y USD 6 millones por menor consumo de combustible por mantenimiento del ducto de gas en 2016. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de transportes por USD 14 millones, mayores efectos de conversión por USD 6 millones producto de la apreciación de un 3,1% del sol peruano respecto del dólar americano.

Los **gastos de personal** de Enel Generación Perú aumentaron en USD 1 millón por gastos salariales.

Los **otros gastos por naturaleza** de Enel Generación Perú disminuyeron USD 17 millones, o 42,5% principalmente por reconocimiento del baja del proyecto Curibamba reconocido en el 2016 por USD 20 millones, compensado con mayor gastos por USD 2 millones de multas de contingencias tributarias y mayores efectos de conversión por USD 1 millones producto de la apreciación de un 3,1% del sol peruano respecto del dólar americano.



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

---

### Enel Generación Piura S.A.: (Menor EBITDA USD 3 millones debido principalmente a menores ventas físicas de energía y menores precios promedio de venta)

Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Piura S.A. disminuyeron en USD 8 millones, o 11,7%, en 2017. La disminución se explica principalmente por: (i) USD 10 millones por disminución en las ventas físicas de 45 GWh debido a menor demanda; y (ii) una disminución de USD 5 millones por menores precios promedios de venta debido a la reducción del costo marginal. Estas disminuciones fueron parcialmente compensados por aumento de USD 7 millones por mayores pagos de peajes en clientes libres.

Los **costos de explotación** de Enel Generación Piura S.A. disminuyen en USD 6 millones, o 17,7%, en 2017, compuesto principalmente por (i) una disminución de USD 10 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 4 millones principalmente por efecto de precios.

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

Los **otros gastos por naturaleza** de Enel Generación Piura S.A. aumentaron en USD 1 millón por mayores otros servicios.



AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

#### Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Menor EBITDA de USD 40 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 99 millones en 2017, lo que representa una disminución de USD 40 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a septiembre 2017 comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación** en Edesur aumentaron en USD 212 millones, o un 28,9% en 2017 principalmente por (i) el reconocimiento de mayores ingresos de ventas de energía por USD 363 millones producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) según Resolución N° 64 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) publicada el 01 de febrero de 2017, (ii) compensado con menores ventas de energía de 561 GWh. por USD 59 millones. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por (i) menores otros ingresos de explotación por USD 19 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 73 millones debido a la devaluación de un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Edesur aumentaron en USD 247 millones, o un 80,0 % principalmente por (i) un aumento de USD 183 millones en las compras de energía atribuibles principalmente a USD 208 millones por aumento en los precios producto de la inflación interna, compensado por menores compras físicas por 726 GWh equivalente a USD 25 millones; (ii) aumento costos de transporte por USD 2 millones; y por (iii) USD 94 millones por un aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios principalmente por USD 86 millones por multas de calidad de servicios, USD 3 millones por alquiler de equipos electrógenos y USD 5 millones de impuestos por recaudación. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de USD 32 millones debido a la devaluación de un 11,9% del peso argentino en relación con el dólar americano.

Los **gastos de personal** en Edesur aumentan en USD 4 millones, por aumento salariales producto principalmente de la inflación interna por USD 35 millones y una disminución de USD 14 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 17 millones por los efectos de conversión debido a la devaluación en un 11,9% del peso Argentino en relación con el dólar americano.

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

Las pérdidas de energía aumentaron en 0,5 p.p. llegando a 12,5% de los costos de explotación a septiembre de 2017. El número de clientes en Edesur es de 2,524 millones a septiembre 2017, lo que representó un aumento de 29 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Brasil

El **EBITDA** de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 446 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 169 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a septiembre 2017 comparado con igual período de año 2016, se describen a continuación:

**Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 50 millones principalmente por mayores tarifas y efectos de conversión por apreciación del real brasileño con respecto al dólar americano)**

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 332 millones, o un 37,2% en 2017, principalmente por un aumento de USD 190 millones de los ingresos por ventas de energía atribuible a: (i) aumento de USD 170 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa; (ii) aumento USD 76 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 10,5% del real brasileño respecto del dólar americano; (iii) aumento de USD 4 millones de mayores ingresos en la remuneración aplicada mediante el esquema de banderas tarifarias; (iv) aumento de USD 19 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores y (v) aumento de USD 4 millones por ingresos subsidios baja renta.

Lo anterior fue parcialmente compensado con una disminución en venta de 53 GWh equivalente a USD 70 millones y una disminución por USD 13 millones por carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios de USD 45 millones principalmente por (i) aumento de peajes y transmisión por USD 37 millones y (ii) por los efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 8 millones.

Aumento en otros ingresos de explotación en USD 97 millones principalmente por (i) los ingresos construcción por IFRIC 12 por USD 85 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 21 millones; compensado parcialmente por menores ingresos por USD 9 millones por apoyos mutuos.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en USD 287 millones, o 46,4% en 2017, que se explican principalmente por un aumento de USD 147 millones en las compras de energía atribuible a: (i) un aumento por USD 125 millones por mayores costos de compra energía y costos de riesgos hidrológicos, (ii) aumento de USD 46 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño respecto del dólar americano compensado con (iii) una disminución de USD 12 millones por efectos de menores precios a tarifas industriales reguladas, y (iv) una disminución por USD 12 millones en tributos y tasas. Adicionalmente un aumento en los gastos de transporte USD 33 millones atribuible a: (i) un aumento por USD 26 millones por uso de redes básicas al existir mayor generación térmica, (ii) incremento carga impositiva PIS/COFINS USD 1 millón y (iii) aumento de USD 6 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño respecto del dólar americano. Además un incremento de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 107 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 21 millones y un aumento de gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 85 millones.

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

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 6 millones principalmente por menores costos de contratos servicios de terceros y menores provisiones de litigios fiscales y laborales por USD 14 millones, menores costos de mantención USD 6 millones, compensado

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

por aumento en los efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 14 millones.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0,8 p.p. llegando a 20,4 % de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Río es de 3,011 millones a septiembre de 2017, lo que representó una disminución en 24 mil clientes comparados a igual período del año anterior.

**Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Mayor EBITDA de USD 36 millones principalmente por mayores 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 216 millones, o un 26,1 % en 2017, principalmente por un aumento de USD 145 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: (i) aumento de USD 107 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación tarifaria, (ii) aumento de USD 80 millones por los efectos de conversión debido a la apreciación de un 10,5% del real brasileño respecto del dólar americano; (iii) aumento de USD 14 millones por mayores ingresos de medición de energía de medidores y (iv) aumento de USD 14 millones por mayores ingresos por subsidios baja renta.

Lo anterior parcialmente compensado con (i) una disminución de USD 27 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico; (ii) una disminución de USD 8 millones por mayor carga impositiva PIS/COFINS sobre las ventas; (iii) y una disminución de USD 21 millones debido a menores ventas físicas de 75 GWh; (iv) disminución por USD 14 millones por reconocimiento de bandera tarifaria.

Adicionalmente un aumento en otras prestaciones de servicios y otros ingresos de explotación por USD 71 millones principalmente por : (i) aumentos de peajes y transmisión por USD 13 millones, (ii) aumento por efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 17 millones y (iii) aumento por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por USD 41 millones.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 166 millones, o 30,2% en 2017, que se explican principalmente por (i) aumento de USD 92 millones en las compras de energía atribuible a: un aumento de USD 91 millones de mayores compras en el mercado regulado y spot para cubrir la demanda, aumento de USD 51 millones debido a los efectos de conversión por la apreciación de un 10,5% del real brasileño respecto del dólar americano compensado con una disminución por USD 43 millones por efectos de tarifas industriales reguladas y USD 7 millones menor PIS/COFINS , (ii) aumento en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 54 millones principalmente por efectos de conversión del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 11 millones más gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) por USD 43 millones y (iii) aumento de los gastos de transporte por USD 20 millones por transmisión de energía.

Los **gastos de personal** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 2 millones principalmente por los efectos de conversión producto de la apreciación de un 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 13 millones, o 17,2% en 2017, principalmente atribuible a (i) un aumento de USD 6 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y (ii) un aumento de USD 7 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de 10,5% del Real brasileño en relación con el dólar americano.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Las pérdidas de energía aumentaron en 0,3 p.p. llegando a 13,3% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Ceará es de 3,984 millones a septiembre de 2017, lo que representó un aumento de 125 mil nuevos clientes comparados a igual período del año anterior.

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 septiembre de 2017 presentan un EBITDA positivo de USD 83 millones.)

Los **ingresos de explotación** en Celg Distribución S.A. son USD 1.074 millones, su composición corresponde a (i) ventas de energía por USD 837 millones equivalentes a 8.855 GWh. de ventas, (ii) otras prestaciones de servicios por USD 74 millones que corresponden principalmente a ingresos por peajes y transmisión y (iii) otros ingresos de explotación por USD 163 millones que corresponden principalmente a ingresos construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **costos de explotación** en Celg Distribución S.A. son USD 782 millones, su composición corresponde a (i) compras de energía por USD 578 millones para cubrir la demanda, (ii) gastos de transporte por USD 40 millones y (iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 164 millones que corresponden principalmente a gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12).

Los **gastos de personal** en Celg Distribución S.A. son USD 97 millones que incluye provisión por plan de retiro voluntario por USD 50 millones.

Los **otros gastos por naturaleza** en Celg Distribución S.A. son USD 112 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 11,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes de Celg es de 2,894 millones a septiembre de 2017.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Colombia

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 389 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 59 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados a septiembre de 2017 comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

**Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por USD 59 millones principalmente mayores ingresos por mejores precios medios de ventas y mayores ventas físicas)**

Los **ingresos de explotación** en Codensa aumentaron en USD 155 millones, o un 15,6% en 2017, debido a (i) un aumento de USD 76 millones por mayor venta físicas de 171GWh (ii) un aumento por USD 21 millones principalmente atribuible a un mayores tarifas por efecto de la inflación, (iii) un aumento de USD 15 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 (iv) aumento USD 1 millón ingresos por reconexiones de clientes residenciales y (v) finalmente un aumento por USD 42 millones como consecuencia de los efectos de conversión producto de la apreciación de un 3,9% del peso colombiano en relación con el dólar americano.

Los **costos de explotación** en Codensa aumentan en USD 76 millones o 13,4% en 2017, que se explican principalmente por : (i) aumento USD 49 millones por mayor compra de energía con respecto al año anterior en 276 GWh compensado con una disminución por USD 22 millones por menor precio promedio (ii) aumento de USD 19 millones en los gastos de transporte compuesto principalmente por un aumento por uso de redes, y (iii) aumento de USD 7 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de mayores costos asociados a nuevos negocios. Adicionalmente aumento por USD 21 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 3,9% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **gastos de personal** en Codensa aumentan en USD 3 millones, o 9,7% en 2017, como consecuencia de (i) reducción de gastos por USD 4 millones por mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción; (ii) aumento de gasto 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 3,9% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Los **otros gastos por naturaleza** en Codensa aumentaron en USD 17 millones, o 27,5% en 2017, principalmente debido a (i) un aumento de USD 10 millones costos convenios por recaudo y otros servicios y (ii) un aumento de USD 8 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 3,9% del peso Colombiano en relación con dólar americano.

Lo anterior parcialmente compensado con una disminución de USD 4 millones por menores impuesto a la riqueza respecto de igual período del año anterior.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.5 p.p. llegando a 7,8% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Codensa es de 3,315 millones a septiembre 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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

---

### Perú

---

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 166 millones en 2017, lo que representa un aumento de USD 4 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados a septiembre de 2017 comparado con igual período del año 2016, se describen a continuación:

**Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): (Mayor EBITDA USD 4 millones principalmente por incremento de peajes de transmisión y apreciación del sol en relación al dólar americano)**

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú aumenta en USD 7 millones se explica principalmente por (i) aumento en las ventas físicas en 149 GWh de clientes libres y residenciales que significaron mayores ingresos de USD 35 Millones y aumento de USD 20 millones producto de los efectos de conversión debido a la apreciación de un 3,1% del Sol Peruano en relación con dólar americano, compensado en parte por una disminución de USD 13 millones de menores precios medio de venta y una disminución de USD 40 millones que se explica principalmente por la migración de clientes media tensión a clientes libres, y (ii) aumento peajes USD 5 millones.

Los **costos de explotación** en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 2 millones, que se explican principalmente por 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 compras de energía de USD 13 millones debido a menores compras físicas de energía de USD 2 millones y menores costos unitarios de compra por USD 11 millones.

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

Los **otros gastos por naturaleza** en Enel Distribución Perú aumentan en USD 1 millón por mayor mantenimiento de líneas y redes.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.4 p.p. alcanzando un 8,4% de los costos de explotación en el año 2017. El número de clientes en Enel Distribución Perú es de 1,392 millones en el año 2017, lo que representó un aumento de 32 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2017 y 2016.

Segmento	30 de septiembre de 2017			30 de septiembre de 2016		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
(Cifras en millones de USD)						
<b>Generación y Transmisión:</b>						
Argentina	114	(43)	71	91	(34)	57
Brasil	240	(32)	208	202	(23)	179
Colombia	521	(54)	467	504	(48)	456
Perú	211	(64)	147	173	(53)	120
<b>Total Segmento de Generación y Transmisión</b>	<b>1.086</b>	<b>(193)</b>	<b>893</b>	<b>970</b>	<b>(158)</b>	<b>812</b>
<b>Distribución:</b>						
Argentina	99	(43)	56	139	(19)	120
Brasil	446	(241)	205	277	(155)	122
Colombia	389	(80)	309	330	(64)	266
Perú	166	(41)	125	162	(36)	126
<b>Total Segmento de Distribución</b>	<b>1.100</b>	<b>(405)</b>	<b>695</b>	<b>908</b>	<b>(274)</b>	<b>634</b>
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(51)		(51)	(70)	-	(70)
<b>Total Consolidados Enel Américas</b>	<b>2.135</b>	<b>(598)</b>	<b>1.537</b>	<b>1.808</b>	<b>(432)</b>	<b>1.376</b>

### Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a USD 598 millones en el año 2017, aumentando en USD 166 millones con respecto a igual período del año 2016.

La **depreciación y amortización** fue de USD 481 millones en el año 2017 con un aumento de USD 133 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 91 millones que incluye la incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 de **Celg Distribución S.A.** por USD 61 millones, **Enel Distribución Río** por USD 9 millones debido a mayores activaciones, **Enel Distribución Ceará** por USD 4 millones debido a mayores activaciones, **Compañía Eléctrica de Fortaleza** USD 5 millones mayores activaciones, la diferencia se debe a los efectos de conversión del real brasileño con el respecto del dólar americano por USD 12 millones; **(ii)** un aumento en Colombia por USD 23 millones, producto de mayores depreciaciones en **Emgesa** por USD 5 millones debido a mayores activaciones de instalaciones térmicas, **Codensa** por USD 12 millones por aumento en las subestaciones, líneas y redes y USD 6 millones por efectos de conversión del peso colombiano al dólar americano y **(iii)** un aumento en **Enel Generación Costanera** por USD 10 millones por mayores depreciaciones de los ciclos combinados Siemens y Mitsubishi y **Edesur** USD 6 millones por mayores activaciones **(iv)** un aumento de USD 2 millones **Enel Distribución Perú** mayor activaciones, USD 1 millón efecto conversión del sol respecto al dólar americano.

Por su parte el **deterioro** ascendió a USD 117 millones en el año 2017, lo que representa un aumento de USD 33 millones con respecto a igual período del año 2016, que se explica principalmente por: **(i)** aumento de USD 5 millones en **Enel Distribución Río** por efectos de conversión del real brasileño con el respecto del dólar americano, **(ii)** aumento de USD 2 millones **EGP Cachoeira Dourada** por provisión incobrables y **(iii)** por USD 3 millones de **Celg Distribución S.A.** por incorporación a contar del 14 de febrero de 2017, en **(iv)** **Edesur** por USD 19 millones por mayor incobrabilidad debido a la situación actual del país y **(v)** aumento USD 10 millones principalmente por deterioro de la Central Callahuanca en **Enel Generación Perú** debido a la emergencia climática ocurrida en Perú y **(vi)** aumento **Enel Generación Piura** USD 3 millones por provisión incobrable. Todo lo anterior compensado **(vii)** Disminución de USD 8 millones en **Enel Distribución Ceará** por menores provisiones de incobrabilidad respecto al 2016.



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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

### RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS

	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
<b>Ingresos Financieros:</b>				
Argentina	52	55	(3)	(5,5)
Brasil	100	113	(13)	(11,5)
Colombia	15	17	(2)	(11,8)
Perú	7	5	2	40,0
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	-	33	(33)	(100,0)
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>174</b>	<b>223</b>	<b>(49)</b>	<b>(22,0)</b>
<b>Gastos Financieros:</b>				
Argentina	(196)	(201)	5	2,5
Brasil	(283)	(183)	(100)	(54,6)
Colombia	(145)	(168)	23	13,7
Perú	(32)	(30)	(2)	(6,7)
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	(5)	(16)	11	68,8
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>(661)</b>	<b>(598)</b>	<b>(63)</b>	<b>(10,5)</b>
<b>Diferencias de cambio:</b>				
Argentina	17	28	(11)	(39,3)
Brasil	(34)	10	(44)	(440,0)
Colombia	-	-	-	100,0
Perú	(1)	-	(1)	100,0
<b>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</b>	12	(19)	31	163,2
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(6)</b>	<b>19</b>	<b>(25)</b>	<b>(131,6)</b>
<b>Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste</b>	-	(1)	1	100,0
<b>Total Resultado Financiero Enel Américas</b>	<b>(493)</b>	<b>(357)</b>	<b>(136)</b>	<b>(38,1)</b>

	Por los períodos terminados el 30 de septiembre de			
	2017	2016	Variación	Variación
<b>Otras ganancias (pérdidas):</b>				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	1	(1)	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	1	-	1	100,0
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	0	(0)	-
<b>Total Otras Ganancias (Pérdidas)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>(0)</b>	-
<b>Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:</b>				
Argentina	3	-	3	100,0
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	1	(1)	(100,0)
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	1	1	1	100,0
<b>Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>100,0</b>
<b>Total Otros Resultados Distintos de la Operación</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>66,7</b>

<b>Resultado Antes de Impuesto</b>	<b>1.049</b>	<b>1.022</b>	<b>27</b>	<b>2,6</b>
<b>Impuesto sobre sociedades:</b>				
Enel Américas (entidad holding)	(23)	101	(124)	(122,6)
Argentina	(26)	(34)	7	24,5
Brasil	(11)	(43)	32	74,6
Colombia	(256)	(231)	(24)	(10,6)
Perú	(76)	(67)	(10)	(14,4)
<b>Total Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>(392)</b>	<b>(274)</b>	<b>(118)</b>	<b>(43,1)</b>
<b>Resultado después de impuestos de las actividades continuadas</b>	<b>657</b>	<b>748</b>	<b>(91)</b>	<b>(12,2)</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Después de Impuesto	-	169	(169)	(100,0)
<b>Resultado del Período</b>	<b>657</b>	<b>917</b>	<b>(260)</b>	<b>(28,4)</b>
<b>Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas</b>	<b>384</b>	<b>533</b>	<b>(149)</b>	<b>(28,0)</b>
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	273	384	(111)	(28,9)



AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de USD 493 millones a septiembre de 2017, lo que representa un empeoramiento del resultado financiero en USD 136 millones con respecto a la pérdida de USD 357 millones registrada a igual período del año 2016. Lo anterior está principalmente explicado por:

**(a) Menores ingresos financieros** por USD 49 millones a septiembre de 2017 principalmente atribuibles a: **(i)** menos ingresos financieros por una disminución por USD 16 millones de **Enel Distribución Ceará** debido a un menor reconocimiento de ingresos financieros correspondiente a IFRIC 12 por USD 10 millones y disminución de USD 6 millones por depósitos a plazo; **(ii)** disminución USD 28 millones en **Enel Distribución Río** debido a un menor reconocimiento de ingresos financieros correspondiente a IFRIC 12 por USD 22 millones y reconocimiento PISCOFINS de USD 6 millones. Todo lo anterior compensado con **(iii)** USD 15 millones **Celg Distribución S.A.** por incorporación a contar del 14 de febrero de 2017 que corresponde a intereses de mora de clientes y **(iv)** por aumento aplicaciones financieras en **Enel Brasil S.A** por USD 13 millones. Adicionalmente menores ingresos en **(v) Enel Américas** por USD 27 millones relacionados con menores ingresos por depósitos a plazo y **(vi) Emgesa** por USD 3 millones por menores ingresos de depósitos a plazo.

**(b) Incremento en los gastos financieros** por USD 63 millones principalmente atribuibles a: **(i)** mayores gastos financieros de USD 74 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 24 millones principalmente por liquidación de venta de cartera por USD 27 millones, aumento de USD 10 millones gastos de activos y pasivos regulatorios, aumento de USD 3 millones por actualización financieras de provisiones, compensado con disminución de devengamiento de intereses de bonos por USD 16 millones, **(iii)** aumento USD 2 millones de intereses devengados por deuda de Yankes Bonds de **Enel Américas** y **(iv)** aumento USD 3 millones **Enel Generación Costanera** correspondiente a intereses devengados de deuda Cammesa, **(v)** aumento en **Enel Brasil** por USD 8 millones por aumento debido a aumento de impuestos por operaciones financieras y comisiones bancarias **(vi)** aumento en **Edesur** USD 3 millones que se explica principalmente por disminución de USD 21 millones de activación de gasto financiero por finalización de proyecto registrado en 2016, disminución gastos de plan de inversiones extraordinario por USD 8 millones, compensado con USD 25 millones por los efectos de conversión debido a la devaluación de un 11,9% del peso argentino en relación con el dólar americano y al aumento actualizaciones financieras multas calidad y servicios USD 7 millones.

Lo anterior se compensa con **(i)** menor gasto financiero por USD 29 millones de **Emgesa** debido a la disminución intereses bonos relacionados con proyecto Quimbo, **(ii)** menores gastos por USD 10 millones por reversión de intereses por deudas impositivos en **Enel Generación El Chocón** **(iii)** menor gasto financiero por deuda Cammesa en **Central Dock Sud** por USD 4 Millones **(iv)** menor gasto financiero **Enel Distribución Ceará** por USD 12 Millones debido a menor devengamiento de intereses bancarios y actualización financieras de contingencias. La diferencia corresponde a los efectos de conversión por USD 4 millones.

**(c) Menor utilidad por diferencias de cambio** por USD 25 millones principalmente atribuible a: **(i)** diferencias de cambio negativas en **Enel Generación El Chocón** por USD 15 millones y **Central Dock Sud** por USD 5 millones principalmente por cuentas por cobrar a Central Vuelta Obligado (VOSA), **(ii)** pérdida de USD 32 millones en **Enel Brasil** principalmente por mutuo con Enel Américas y **(iii)** pérdida de USD 14 millones en **Enel Distribución Río** por préstamos bancarios. Lo anterior compensado **(iv)** por Holding **Enel Américas** por diferencias de cambio positivas por USD 41 millones correspondiente a utilidad por liquidación de forward por cobertura de inversión por compra **Celg Distribución S.A.**



# ANÁLISIS RAZONADO

## ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

---

### Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades aumentó su pérdida en USD 118 millones, o un 43,1% en 2017, que se explica principalmente por un aumento del gasto en Chile (**Holding Enel Américas**) atribuible principalmente a un menor beneficio en 2017 de USD 111 millones por efecto de tipo de cambio de inversiones extranjeras reconocidos en el año 2016 como utilidad; mayor gasto de USD 7 millones por menor reconocimiento de créditos Tributarios.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

### ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos	30 de septiembre de		Variación	Variación %
	2017	2016 (Millones de USD)		
Activos corrientes	4.163	4.776	(613)	(12,8)
Activos no corrientes	15.161	12.076	3.085	25,5
<b>Total Activos</b>	<b>19.324</b>	<b>16.852</b>	<b>2.472</b>	<b>14,7</b>

El total de activos de la Enel Américas al 30 de septiembre de 2017 aumentó en USD 2.472 millones comparado con el total de activos al 31 diciembre de 2016, principalmente como consecuencia de:

➤ Los **Activos Corrientes** presentan una disminución de USD 613 millones, equivalente a un 12,8%, principalmente atribuible a:

- Disminución del **Efectivo y efectivo equivalente** por USD 1.258 millones, compuesto principalmente por (i) disminución de USD 1.089 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 24 millones pago de dividendos pagados a controladores y minoritarios neto de la devolución de impuestos, y USD 125 millones de aporte adicional de capital a Enel Brasil en septiembre 2017, compensado con aumento caja por liquidación forward, neto de pago intereses USD 26 millones, (ii) disminución de USD 64 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 53 millones en **Edesur** principalmente por pago de proveedores neto de recaudación de clientes y disminución de depósitos, (iv) disminución de USD 63 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 (v) disminución de USD 54 millones en **Grupo Enel Generación Perú** principalmente pago de impuestos, proveedores, préstamos bancarios neto de recaudación de clientes.

Todo lo anterior fue compensado parcialmente por (i) **Grupo Enel Argentina** USD 46 millones mayor recaudos por ventas de energías derivado de la resolución 19/2017 de reconocimiento de ingreso por parte de las generadoras (ii) aumento USD 17 millones en **Grupo Enel Brasil** principalmente por préstamos recibidos de Enel Américas, incorporación perímetro de consolidación de Celg, por mayor recaudación en CGTF, parcialmente compensado por pago de préstamos bancarios y proveedores e impuestos de **Enel Distribución Ceará** y **Enel Distribución Río**.

- Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por USD 673 millones que corresponde principalmente a aumento en (i) **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 595 millones que incluye la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 469 millones en tanto que la diferencia corresponde a mayores cuentas a cobrar en **Enel Distribución Ceará**, **EGP Cachoeira Dourada** y **Enel Distribución Río** (ii) aumento en **Edesur** por USD 64 millones producto de la aplicación del nuevo régimen tarifario y (iii) aumento en **Emgesa** por USD 38 millones por mayores cuentas comerciales a cobrar por aumento de ventas de energía (iv) **Enel Generación Perú** USD 17 millones por

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

reconocimiento de lucro cesante e indemnización de siniestro, lo anterior compensado con menores cuentas a cobrar **Enel Distribución Perú** por USD 40 millones facturas en factoring.

- Aumento de los **Activos No Corrientes** en USD 3.085 millones, equivalente a un 25,5%, principalmente por:

  - Aumento de **Otros activos financieros no corrientes** por USD 271 millones, debido principalmente a aumento 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 20 millones y el aumento por mayores activaciones del período por USD 189 millones y el efecto de actualización del activo financiero por la concesión por USD 22 millones. Adicionalmente aumento por la incorporación en el perímetro de consolidación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 35 millones.
  - Aumento de **Otros activos no financieros no corrientes** por USD 276 millones, debido principalmente a la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 271 millones que contiene Depósitos judiciales por USD 47 millones y por cobrar a FUNAC Fondo de Aportaciones a Celg Distribuidora S.A. por USD 224 millones, aumento depósitos judiciales **Enel Distribución Río** USD 4 millones.
  - Aumento de **Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes** por USD 222 millones que corresponde principalmente a aumentos en **Grupo Enel Brasil** por USD 161 millones principalmente por la incorporación de los activos de **Celg Distribuidora S.A.**, USD 63 millones **Enel Distribución Río** y **Enel Distribución Ceará** aumento activos regulatorios.
  - Aumento de **Activos intangibles distintos de la plusvalía** por USD 2.053 millones millones que se explican por: USD 2.426 millones principalmente por nuevas inversiones de USD 259 millones **Enel Distribución Río**, de USD 140 millones **Enel Distribución Ceará** y por USD 91 millones en **Celg Distribución S.A.**, adicionalmente USD 1.910 millones valor del activo de **Celg Distribución S.A.** y valor PPA asignado provisoriamente al activo intangible por la compra de esta compañía (USD 1.305 millones de PPA), por aumento de USD 13 millones en **Codensa** y por aumento por USD 5 millones en **Edesur**. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por disminuciones (i) USD 176 millones por la amortización y deterioro del período, (ii) y por USD 164 millones por traspaso para activo financiero IFRIC 12 en **Enel Distribución Río** y **Enel Distribución Ceará** y (iii) disminución USD 22 millones por diferencia de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos.
  - Aumento de **Propiedades, plantas y equipos** por USD 240 millones compuesto principalmente por un (i) aumento de USD 461 millones por nuevas inversiones del período que incluye la incorporación de los activos de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 13 millones, (ii) aumento de USD 89 millones correspondiente a los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos y (iii) otros movimientos por USD 5 millones. Es aumentos fueron parcialmente compensado por (i) USD 305 millones de depreciación del ejercicio y (ii) por USD 10 millones **Enel Generación Perú** por deterioro Central Callahuanca debido a emergencia climática.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

Pasivos y Patrimonio	30 de septiembre de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de USD)			
<b>Pasivos corrientes</b>	4.373	3.822	551	14,4
<b>Pasivos no corrientes</b>	6.605	5.150	1.455	28,3
<b>Patrimonio Total</b>	8.346	7.880	466	5,9
Atribuible a los propietarios de Enel Américas	6.599	6.200	399	6,4
Participaciones no controladoras	1.747	1.680	67	4,0
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>19.324</b>	<b>16.852</b>	<b>2.472</b>	<b>14,7</b>

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de septiembre de 2017 aumentan en USD 2.472 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 30 septiembre de 2016, principalmente como consecuencia de:

- Los **Pasivos Corrientes** aumentaron en USD 551 millones, explicado principalmente por:

  - Disminución de las **Otros Pasivos Financieros corrientes** por USD 76 millones, lo cual se explica fundamentalmente por una disminución de USD 128 millones en **Codensa** debido a la amortización de bonos, disminución de USD 34 millones en **Enel Generación Perú** por pago préstamos bancarios y última cuota de leasing, compensado con aumento traspaso al corto plazo de deuda USD 10 millones de **Enel Distribución Perú**, aumento en **Chinango** USD 6 millones traspaso de deuda a corto plazo y amortizaciones de deuda; y aumento **Enel Generación Piura** USD 12 millones traspasos de deudas del largo plazo y amortizaciones. Compensado con amortizaciones de bonos y traspasos deuda del largo plazo a corto plazo por USD 23 millones en **Enel Distribución Río**, aumento USD 18 millones **Enel Distribución Ceará** por pago de préstamos compensado con traspasos de deuda largo plazo, compensado con la incorporación del perímetro de consolidación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 56 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 686 millones, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de USD 864 millones en **Grupo Enel Brasil** debido a la incorporación del perímetro de consolidación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 647 millones lo que produce un aumento en los proveedores por compras de energía y otras cuentas por pagar, aumento USD 95 millones **Enel Distribución Río** principalmente por activos y pasivos sectoriales, aumento USD 57 millones **Enel Distribución Ceará** por dividendos por pagar a terceros y activos y pasivos sectoriales, aumento **Compañía Eléctrica Fortaleza** USD 20 millones cuentas por pagar proveedores de Energía, aumento **Enel Generación Cachoeira** USD 43 millones cuentas por pagar a proveedores por compra de energía, aumento **Edesur** USD 58 millones por deuda de Cammesa y multas. Todo lo anterior compensado con disminución USD 99 millones **Enel Américas** por dividendos terceros y pago a proveedores, disminución USD 51 millones **Enel Generación Perú** principalmente menor cuenta por pagar a proveedores, disminución **Enel Distribución Perú** USD 27 millones menor cuenta a pagar proveedores, disminución **Enel Generación Piura** USD 10 millones por menor cuenta a pagar a proveedores, disminución USD 4 millones **Emgesa** principalmente por disminución cuenta a pagar impergilo y mayores cuentas a pagar proveedores, disminución USD 25 millones **Codensa** menores cuentas por pagar a proveedores. USD 11 millones disminución cuentas por pagar proveedores **Grupo Enel Argentina**, disminución USD 8 millones Central Dock Sud principalmente por disminución Iva Débito Fiscal.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

- Disminución de **Cuentas por Pagar a entidades relacionadas corrientes** por USD 65 millones, principalmente menores cuentas por pagar a Enel Iberoamérica por pago de dividendo.
  - Aumento de **Otras Provisiones Corrientes** por USD 105 millones principalmente atribuible a **Edesur** por USD 80 millones principalmente por actualización por multas de calidad de servicio con el ente regulador Argentino, aumento **Enel Generación Perú** por USD 49 millones que se explica principalmente por provisión de contingencia, aumento USD 10 millones **Enel Distribución Ceará** por aumento provisiones regulatorias, Disminución USD 17 millones provisión impuestos por aportaciones a argentina de **Enel Américas**, disminución USD 11 millones provisión de impuestos **Enel Generación El Chocón**, disminución USD 6 millones por traspaso a largo plazo contingencia con la unidad administrativa especial de servicios públicos en **Codensa**.
  - Disminución de **Pasivos por impuestos Corrientes** por USD 81 millones principalmente atribuible a liquidación de impuesto a la renta del ejercicio anterior en **Enel Generación El Chocón** por USD 33 millones, en **Emgesa** por USD 12 millones, en **Codensa** USD 18 millones y en **Compañía Eléctrica de Fortaleza** por USD 13 millones .
- Los **Pasivos No Corrientes** aumentan en USD 1.455 millones, equivalente a un 28,3%, de variación explicado principalmente por:
- Aumento de los **otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados)** por USD 392 millones, principalmente explicado por (i) un aumento de USD 299 millones en Grupo **Enel Brasil S.A.** debido principalmente a la incorporación del perímetro de consolidación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 313 millones por préstamos bancarios, aumento de préstamos por USD 60 millones en **Compañía Eléctrica de Fortaleza**, compensado con una disminución de **Enel Distribución Ceará** por USD 33 millones de traspaso al corto plazo de préstamos bancarios, disminución de **Enel Distribución Río** por USD 51 millones de traspaso al corto plazo de bonos, aumento **Enel Brasil** valorización derivado no cobertura USD 10 millones (ii) aumento en **Codensa** por USD 214 millones correspondientes a nuevas emisiones de bonos series E-2,E-5 y E7. Compensado con (iii) disminución USD 10 millones **Enel Generación Perú** por traspaso de bonos a corto plazo, (iv) disminución USD 50 millones **Emgesa** por diferencia de conversión del peso colombiano al dólar americano y traspasos de bonos a corto plazo (v) disminución USD 26 millones **Chinango** traspaso de préstamos a corto plazo (vi) disminución USD 38 millones **Enel Distribución Perú** traspaso deuda a corto plazo .
  - Aumento de **Otras cuentas por pagar no corrientes** por USD 585 millones explicado principalmente por (i) incremento USD 17 millones **Enel Generación El Chocón** plan de pago impuesto a las ganancias (ii) aumento en el **Grupo Enel Brasil S.A.** por USD 566 millones principalmente por la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 528 millones de deudas por compra de energía y otras obligaciones por pagar, aumento de activos y pasivos regulatorios **Enel Distribución Río** USD 21 millones y **Enel Distribución Ceará** por USD 15 millones.
  - Aumento de **Otras provisiones no corrientes** por USD 298 millones principalmente por la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** por USD 275 millones principalmente por Provisión de juicios civiles, laborales y tributarios.(incluye Funac por USD 210 millones), aumento provisiones laborales y no laborales **Enel Distribución Río** USD 25 millones, disminución provisión **Enel Distribución Ceará** USD 10 millones por pagos realizados.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

- 
- Aumento de **Pasivos por impuestos diferidos** por USD 124 millones principalmente por el reconocimiento de impuesto diferido por la incorporación de **Celg Distribuidora S.A.** USD 119 millones.
  - Aumento de **Provisiones por Beneficios a los empleados no corrientes** por USD 53 millones, explicado principalmente por la incorporación al perímetro de consolidación de **Celg Distribución S.A.** por USD 57 millones, la diferencia corresponde a los conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos.
- El **Patrimonio Total** aumento en USD 466 millones, explicado principalmente por:
- El **patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** aumento en USD 399 millones principalmente por (i) un aumento de USD 128 millones en **otras reservas** compuesto principalmente por un aumento de **reservas de diferencia de cambio por conversión** de USD 114 millones y reserva de cobertura flujo de caja por USD 8 millones, (ii) una disminución por pago de dividendos USD 113 millones y (iii) aumento por la utilidad del ejercicio de USD 384 millones.
  - Las **participaciones no controladoras** aumentaron en USD 67 millones explicado principalmente por (i) una disminución de USD 219 millones por el pago de dividendos. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de USD 273 millones por el reconocimiento de la utilidad generada en el ejercicio 2017 y por un aumento en los otros resultados integrales por USD 13 millones.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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

Indicador Financiero	Unidad	30/09/2017	31/12/2016	30/09/2016	Variación	Variación (%)	
<b>Liquidez</b>	Liquidez Corriente	Veces	0,95	1,25	(0,30)	(23,8%)	
	Razón Ácida (1)	Veces	0,92	1,22	(0,30)	(24,6%)	
	Capital de Trabajo	MMUSD	-210	954	(1.164)	(122,0%)	
<b>Endeudamiento</b>	Razón de endeudamiento	Veces	1,32	1,14	0,2	15,5%	
	Deuda Corto Plazo	%	39,8%	42,6%	(2,8%)	(6,5%)	
	Deuda Largo Plazo	%	60,2%	57,4%	2,8%	4,8%	
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	3,20	-	3,12	0,1	2,7%
<b>Rentabilidad</b>	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	20,1%	-	24,5%	(4,4%)	(17,9%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	6,8%	-	9,3%	(2,6%)	(27,4%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	4,2%	-	5,9%	(1,7%)	(28,8%)

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

La **liquidez corriente** al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2017 fue de menos USD 210 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 1,32 veces al 30 de septiembre de 2017, aumento de 15,5% 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 septiembre de 2017 fue de 3,20 veces, lo cual representa un aumento de 2,7% 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 17,9% con respecto a igual período del año anterior, alcanzando un 20,1% al 30 de septiembre de 2017, principalmente por menor EBIT.

La **rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un 6,8%, 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 4,2% al 30 de septiembre 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 SEPTIEMBRE DE 2017

### PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 1.277 millones negativos a septiembre de 2017 lo que representa una disminución de USD 1.631 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 septiembre de		Variación	Variación %
	2017	2016		
	(Millones de USD)			
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	1.170	1.704	(534)	(31,3)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.578)	(527)	(1.051)	199,4
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(869)	(823)	(46)	5,6
<b>Total Flujos de Efectivos Netos</b>	<b>(1.277)</b>	<b>354</b>	<b>(1.631)</b>	<b>(460,7)</b>

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron USD 1.170 millones a septiembre de 2017, representando una disminución del 31,3 % 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 1.478 millones; (ii) otros cobros por actividades de operación por USD 29 millones (iii) menores cobros procedentes de regalías y comisiones USD 10 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 860 millones, (ii) pagos a y por cuenta de los empleados por USD 170 millones, (iii) Otros pagos por menores actividades de operación por USD 965 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 80 millones (vi) mayores Otras entradas y salidas de efectivo USD 109 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por USD 1.578 millones a septiembre de 2017, que se explican principalmente por; (i) 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 (ii) pagos de inversiones > 90 días USD 127 millones (iii) desembolsos por la incorporación de propiedades platas y equipos USD 476 (iv) incorporación de activos intangibles IFRIC 12 USD 493 millones (v) Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera USD 7 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) el rescate de inversiones > 90 días USD 117 millones (ii) cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera USD 50 millones (iii) Intereses recibidos USD 76 millones (iv) dividendos recibidos USD 2 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron salidas por USD 869 millones a septiembre 2017, originados principalmente por (i) pagos de préstamos por USD 693 millones; (ii) pago de dividendos por USD 464 millones a terceros, (iii) pago de intereses por USD 257 millones, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 36 millones; y (v) otras salidas de efectivo por USD 25 millones. Todo lo anterior compensado con los flujos procedentes de la obtención de préstamos por USD 606 millones.

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017

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

**Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad**  
**30 de septiembre 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	3	2
Enel Generación Costanera S.A.	22	47	28	18
Emgesa S.A.E.S.P.	83	75	54	46
Enel Generación Perú S.A.	14	31	43	43
Celg Distribución	93	-	61	-
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	3	6	5
Enel Distribución Fortaleza	10	8	12	6
Enel Cien S.A.	2	1	12	11
Edesur S.A.	78	92	17	12
Enel Distribución Perú S.A.	14	95	38	34
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	260	157	66	51
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	140	90	42	34
Codensa S.A.	181	163	78	62
Enel Trading Argentina S.R.L.	-	0	0	0
Central Dock Sud S.A.	3	5	12	13
Enel Generación Piura S.A.	3	7	7	6
Enel Generación Chile S.A.	-	71	-	-
Enel Distribución Chile S.A.	-	17	-	-
Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.(ex ICT)	-	0	-	-
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	65	27	3	3
<b>Total</b>	<b>969</b>	<b>892</b>	<b>481</b>	<b>348</b>

(\*) Incluye activos intangibles por concesiones

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 SEPTIEMBRE 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.

#### 18.1 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 SEPTIEMBRE DE 2017

### Posición bruta:

	30-09-2017	31-12-2016
	%	%
Tasa de interés fijo	45%	44%

### 18.2 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 US\$ 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.

### 18.3 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 SEPTIEMBRE DE 2017

Al 30 de Septiembre de 2017, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 21.3 y 5.4 GWh, para los periodos Oct-Dic 2017 y Ene-Mar 2018, respectivamente. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 5.8 GWh para el periodo Oct-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 30 de Septiembre de 2017 se han liquidado en el año 15.2 GWh en los contratos de venta y 55.8 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016, se liquidaron diez contratos de venta y uno de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

### 18.4 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 18, 20 y Anexo 4.

Al 30 de septiembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M\$ 1.431.862 en efectivo y otros medios equivalentes y MUSD 247.356 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta 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.

### 18.5 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 SEPTIEMBRE 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).

### 18.6 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 197.601.

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.

AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 septiembre 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 US\$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, 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 US\$ 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 SEPTIEMBRE 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, entendiendo 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.