

ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE JUNIO DE 2020

(Cifras expresadas en millones de US\$)

- Los ingresos acumulados a junio mostraron una caída de 21,1% comparado con el primer semestre de 2019 llegando a US\$ 5.701 millones, explicado por menores ingresos en los cuatro países en que operamos. En términos trimestrales, si comparamos el 2do trimestre de 2020 con el 2do trimestre de 2019, vemos una caída de 31,8% llegando a US\$ 2.485 millones.

Esta caída en ambos períodos se explica principalmente por menores ingresos en Argentina debido a que el año pasado hubo un reconocimiento extraordinario de US\$ 279 millones producto del acuerdo suscrito entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes. A esto se suma el impacto de la devaluación de las monedas y en menor medida a una reducción de la demanda producto de COVID-19.

- El EBITDA cayó en un 28,9% en términos acumulados alcanzando los US\$ 1.471 millones, explicado principalmente por el mencionado efecto extraordinario de 2019 y el impacto negativo producto de la devaluación de las monedas. Sin el efecto extraordinario de 2019 y aislando el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese aumentado un 1,1%.

En términos trimestrales, vemos una caída de 46,4% llegando a un EBITDA de US\$ 623 millones, debido a las mismas razones recién mencionadas. Sin estos efectos, el EBITDA hubiese caído un 7,6% en el trimestre.

País	EBITDA					
	1H		Variación	2Q		Variación
	2020	2019		2020	2019	
	US\$ millones		%	US\$ millones		%
Argentina	99	402	(75,4)	36	331	(89,1)
Brasil	538	765	(29,6)	191	365	(47,6)
Colombia	600	636	(5,5)	288	335	(13,9)
Perú	246	281	(12,5)	114	137	(16,9)
Enel Américas (*)	1.471	2.070	(28,9)	623	1.161	(46,4)

(*) Incluye Holding y eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) cayó en 38,4% acumulado a junio y 57,6% a nivel trimestral, llegando a US\$ 903 millones y US\$ 358 millones respectivamente, explicado principalmente por la caída en EBITDA.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante a nivel acumulado llegó a US\$ 297 millones, un 45,4% menos que en el mismo período de 2019. A nivel trimestral la caída fue de 73,7%. En ambos casos se explica por el menor desempeño operacional, parcialmente compensado por un mejor resultado financiero y menor pago de impuestos.

- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 4.686 millones, un 9,3% más que al cierre de 2019, explicado principalmente por un aumento en Enel Américas holding.
- El CAPEX del semestre ascendió a US\$ 600 millones, un 14,9% menos que igual período del año anterior, explicado principalmente por el efecto de la devaluación de las monedas. En términos operacionales el CAPEX aumentó en US\$ 59 millones, explicado en gran parte por aumentos en Enel Goiás, Enel Ceará, Enel Río y Codensa.

El CAPEX del trimestre llegó a US\$ 300 millones, un 22,2% menos que el 2do trimestre de 2019, también explicado principalmente por el efecto tipo de cambio. Operacionalmente el CAPEX aumentó US\$ 21 millones debido fundamentalmente a aumentos en las distribuidoras de Brasil y Codensa.

- En cuanto a la situación actual derivada del COVID-19, en el segundo trimestre vimos un empeoramiento de la situación en la región. Nuestra Compañía sigue haciendo sus mejores esfuerzos para mantener sus operaciones, proteger a sus trabajadores y ayudar a la comunidad con diversas medidas solidarias. Para ello, hemos implementado medidas tales como teletrabajo para casi el 50% de nuestra dotación, potenciar medios digitales para entregar información y facilitar el pago remoto entre otras medidas. Adicionalmente hemos realizado múltiples donaciones a personas e instituciones afectadas por la pandemia.

El impacto económico derivado de la disminución en la demanda debido al desaceleramiento económico producto de los efectos de COVID-19 para este trimestre se estima que fue de US\$ 187 millones a nivel de EBITDA. En cuanto al impacto esperado para 2020, considerando una menor demanda de energía y especialmente una devaluación de las monedas en los países en los que operan la Compañía y sus filiales, se proyecta que se producirán desviaciones significativas en relación a las estimaciones anunciadas en nuestro plan estratégico presentado en diciembre del año pasado. Así, esperamos para 2020 un impacto negativo en nuestro EBITDA consolidado de entre aproximadamente US\$ 0,8 miles de millones a US\$ 1,0 miles de millones. En relación al CAPEX, no se prevén desviaciones significativas respecto de lo informado en diciembre de 2019.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

El negocio de generación mostró una caída en EBITDA de 18,3% comparado con el primer semestre del año anterior, llegando a US\$ 662 millones. Esto se explica por un menor resultado en los 4 países especialmente en Brasil por menores ventas de energía. A lo anterior se suma el efecto de la devaluación de las monedas que tuvo un impacto negativo de US\$ 135 millones. Sin este efecto, el EBITDA hubiese caído un 2,4% respecto al año anterior.

En términos trimestrales, el EBITDA del 2do trimestre fue de US\$ 266 millones, un 29,1% menos que igual período de 2019, debido a menores resultados en Brasil y Perú además del impacto de tipo de cambio. Sin este último efecto, el EBITDA hubiese caído un 13,3%.

Información Física

	1H 2019	1H 2020	Variación	2Q 2019	2Q 2020	Variación
Total Ventas (GWh)	34.848	31.796	-8,8%	16.638	15.166	-8,9%
Total Generación (GWh)	19.278	19.169	-0,6%	8.894	8.523	-4,2%

Distribución

En distribución, el EBITDA fue un 34,6% inferior al primer semestre de 2019, llegando a US\$ 854 millones. Esto se explica principalmente por el efecto extraordinario de US\$ 279 millones registrado el año pasado producto del acuerdo entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes. Adicionalmente el efecto tipo de cambio tuvo un impacto negativo de US\$ 213 millones y se registraron menores ventas en los 4 países. Aislado el one-off y el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese aumentado en 3,9%.

En términos trimestrales, el EBITDA del 2do trimestre llegó a US\$ 383 millones, un 52,5% menor al 2do trimestre de 2019. Aislado el one-off de 2019 y efecto tipo de cambio, hubiese caído un 2,4%.

El número de clientes consolidado mostró un aumento de 0,9% mientras que las ventas físicas cayeron un 6,4% durante el semestre y un 11,9% en el trimestre.

Información Física

	1H 2019	1H 2020	Variación	2Q 2019	2Q 2020	Variación
Total Ventas (GWh)	59.863	56.049	-6,4%	29.374	25.879	-11,9%
Número de clientes	25.211.287	25.448.390	0,9%	25.211.287	25.448.390	0,9%

RESUMEN FINANCIERO

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

- Caja y caja equivalente US\$ 1.405 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US\$ 1.454 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles* US\$ 804 millones

(*) Incluye dos líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas. Una de ellas por US\$ 146 millones de Enel Brasil con EFI completamente disponible y otra por US\$ 150 millones de Enel Américas con EFI completamente utilizada.

➤ La tasa de interés nominal promedio en junio 2020 disminuyó hasta 5,1% desde 7,5% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por un menor costo de la deuda en Brasil producto del pago de la deuda asociada a la compra de Enel Distribución Sao Paulo, a mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento de deudas en Brasil, Colombia y en el Holding y a una reducción en los índices asociados a tasas variables de las deudas en Brasil.

Cobertura y protección:

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

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por US\$ 672 millones y forwards por US\$ 64 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, El Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 146 millones.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

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

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a 11.269 MW al 30 de junio de 2020. El 55% de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas y el 45% de fuentes térmicas.

El Grupo lleva a cabo el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera, Enel Generación el Chocón y Central Docksud en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel Generación Fortaleza y EGP Volta Grande en Brasil, Emgesa en Colombia y Enel Generación Perú y Enel Generación Piura en Perú. El negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través de Enel Cien, subsidiaria Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2020 y 2019, por cada subsidiaria:

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado %	
		Acumulado			Trimestral			jun-20	jun-19
		jun-20	jun-19	Var %	2T2020	2T2019	Var %		
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	3.643	3.538	3,0%	1.726	1.533	12,6%	5,8%	5,6%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.305	1.128	15,7%	655	509	28,7%	2,1%	1,8%
Central Dock Sud	SIN Argentina	1.879	1.337	40,5%	537	271	98,2%	3,0%	2,1%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	4.871	5.454	(10,7%)	2.211	2.717	(18,6%)	21,0%	20,7%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	257	296	(13,2%)	113	143	(21,0%)	1,1%	1,1%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	8.598	8.684	(1,0%)	4.415	4.568	(3,3%)	24,9%	24,6%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	8.928	11.003	(18,9%)	4.420	5.362	(17,6%)	3,6%	4,5%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	1.424	2.303	(38,2%)	734	990	(25,9%)	0,6%	0,9%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	890	1.106	(19,5%)	354	545	(35,0%)	0,4%	0,5%
Total		31.796	34.848	(8,8%)	15.165	16.638	(8,9%)		

Segmento de Negocio Distribución

El negocio de distribución es llevado a cabo por medio de las subsidiarias Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú en Perú. Estas compañías atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 25,4 millones de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por subsidiaria, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2020 y 2019:

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			(%)	
	jun-20	jun-19	Var %	2T2020	2T2019	Var %	jun-20	jun-19
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	8.132	8.258	(1,5%)	3.846	4.044	(4,9%)	15,9%	14,8%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	3.693	4.178	(11,6%)	1.641	2.027	(19,0%)	8,3%	8,1%
Enel Distribución Río S.A.	5.471	5.772	(5,2%)	2.405	2.712	(11,3%)	22,4%	21,8%
Enel Distribución Ceará S.A.	5.580	5.898	(5,4%)	2.568	2.966	(13,4%)	14,9%	13,7%
Enel Distribución Goiás S.A.	6.783	6.920	(2,0%)	3.317	3.436	(3,5%)	12,4%	11,2%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	19.701	21.798	(9,6%)	8.981	10.656	(15,7%)	10,2%	9,5%
Codensa S.A.	6.689	7.039	(5,0%)	3.122	3.534	(11,7%)	7,5%	7,8%
Total	56.049	59.863	(6,4%)	25.880	29.375	(11,9%)	13,0%	12,4%

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

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



Empresa	Clientes (miles) (*)			Clientes/Empleados		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	2.499	2.479	0,8%	717	684	4,8%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	1.440	1.430	0,7%	2.466	2.424	1,7%
Enel Distribución Río S.A.	2.964	2.954	0,3%	3.015	3.049	(1,1%)
Enel Distribución Ceará S.A.	4.000	4.079	(1,9%)	3.556	3.642	(2,4%)
Enel Distribución Goiás S.A.	3.154	3.071	2,7%	2.794	2.892	(3,4%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	7.824	7.716	1,4%	1.282	1.141	12,4%
Codensa S.A.	3.567	3.481	2,5%	2.331	2.256	3,3%
Total	25.448	25.211	0,9%	1.704	1.609	5,9%

(*) Número de clientes del periodo 2019 han sido modificados respecto a los reportados anteriormente, por nueva metodología aplicada a contar de 2020.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2020 y 2019:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19	jun-20	jun-19
Generación	122	212	264	336	568	593	232	268	1.186	1.409	(356)	(380)	830	1.029
Clientes Regulados	-	-	110	145	297	317	135	138	542	600	(356)	(380)	186	220
Clientes no Regulados	-	-	127	172	165	208	84	114	376	494	-	-	376	494
Ventas de Mercado Spot	122	212	27	13	106	68	12	10	267	303	-	-	267	303
Otros Clientes	-	-	-	6	-	-	1	6	1	12	-	-	1	12
Distribución	388	574	2.458	3.125	388	436	425	456	3.659	4.592	-	(12)	3.659	4.580
Residenciales	173	257	1.500	1.834	243	248	255	249	2.171	2.588	-	(12)	2.171	2.576
Comerciales	147	213	570	734	86	118	33	55	836	1.120	-	-	836	1.120
Industriales	32	71	182	245	35	46	77	79	326	441	-	-	326	441
Otros Consumidores	36	33	206	312	24	24	60	73	326	443	-	-	326	443
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(132)	(160)	(151)	(158)	(73)	(74)	(356)	(392)	356	392	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	510	786	2.590	3.301	805	871	584	650	4.489	5.609	-	-	4.489	5.609
variación en millones de US\$ y %	(276)	35,1%	(711)	(21,5%)	(66)	(7,6%)	(66)	(10,2%)	(1.120)	(20,0%)	-	-	(1.120)	(20,0%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019	2T2020	2T2019
Generación	39	84	91	152	272	294	102	119	504	649	(174)	(181)	330	468
Clientes Regulados	-	-	48	62	152	167	61	54	261	283	(174)	(181)	87	102
Clientes no Regulados	-	-	43	87	73	100	36	58	152	245	-	-	152	245
Ventas de Mercado Spot	39	84	-	-	47	27	5	5	91	116	-	-	91	116
Otros Clientes	-	-	-	3	-	-	-	2	-	5	-	-	-	5
Distribución	172	310	1.042	1.453	145	213	198	219	1.557	2.195	1	(7)	1.558	2.188
Residenciales	75	132	661	899	108	123	134	114	978	1.268	1	(7)	979	1.261
Comerciales	64	109	213	348	25	58	7	25	309	540	-	-	309	540
Industriales	14	36	76	127	11	23	34	48	135	234	-	-	135	234
Otros Consumidores	19	33	92	79	1	9	23	32	135	153	-	-	135	153
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(63)	(83)	(77)	(83)	(33)	(22)	(173)	(188)	173	188	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	211	394	1.070	1.522	340	424	267	316	1.888	2.656	-	-	1.888	2.656
variación en millones de US\$ y %	(183)	46,4%	(452)	(29,7%)	(84)	(19,8%)	(49)	(15,5%)	(768)	(28,9%)	-	-	(768)	(28,9%)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas por el período terminado al 30 de junio de 2020, fue de **US\$ 297 millones**, lo que representa una disminución de un 45,4% con respecto al resultado de **US\$ 544 millones** registrado en el mismo período del año anterior. Durante el segundo trimestre de 2020, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 623 millones**, presentando una disminución de **US\$ 538 millones** respecto al segundo trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 46,4%.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2020 y 2019:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	%	2T2020	2T2019	Variación	%
Ingresos	5.701	7.228	(1.527)	(21,1%)	2.485	3.642	(1.157)	(31,8%)
Ingresos de actividades ordinarias	5.245	6.493	(1.248)	(19,2%)	2.260	3.125	(865)	(27,7%)
Otros ingresos de explotación	456	735	(279)	(38,0%)	225	517	(292)	(56,6%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.421)	(4.213)	792	18,8%	(1.501)	(2.005)	504	25,2%
Compras de energía	(2.358)	(3.035)	677	22,3%	(1.007)	(1.449)	442	(30,5%)
Consumo de combustible	(72)	(148)	76	51,4%	(21)	(58)	37	(63,8%)
Gastos de transporte	(479)	(552)	73	13,2%	(219)	(261)	42	(16,1%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(513)	(479)	(34)	(7,1%)	(255)	(238)	(17)	7,0%
Margen de Contribución	2.280	3.015	(735)	(24,4%)	984	1.636	(652)	(39,8%)
Gastos de personal	(260)	(346)	86	24,9%	(115)	(177)	62	(35,0%)
Otros gastos por naturaleza	(548)	(598)	50	8,4%	(245)	(298)	53	(17,6%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	1.471	2.070	(599)	(28,9%)	623	1.161	(538)	(46,4%)
Depreciación y amortización	(427)	(480)	54	11,2%	(204)	(242)	38	(15,9%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(142)	(124)	(18)	(14,8%)	(62)	(75)	14	(18,1%)
Resultado de Explotación (EBIT)	903	1.466	(564)	(38,4%)	358	844	(486)	(57,6%)
Resultado Financiero	(175)	(266)	91	34,0%	(61)	(116)	55	46,9%
Ingresos financieros	111	244	(133)	(54,4%)	31	125	(94)	(75,2%)
Gastos financieros	(329)	(657)	328	49,9%	(144)	(316)	172	(54,4%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	36	86	(50)	(58,5%)	17	61	(44)	(72,0%)
Diferencia de cambio	7	61	(54)	(88,6%)	34	13	21	156,5%
Otros Resultados distintos de la operación	3	1	2	200,0%	2	1	1	100,0%
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	3	1	2	200,0%	2	1	1	100,0%
Resultado Antes de Impuestos	730	1.201	(471)	(39,2%)	299	729	(430)	(59,1%)
Impuesto sobre sociedades	(254)	(374)	120	32,1%	(132)	(218)	86	(39,4%)
Resultado después de impuestos	476	827	(351)	(42,5%)	166	511	(345)	(67,5%)
Resultado del Período	476	827	(351)	(42,5%)	166	511	(345)	(67,5%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	297	544	(247)	(45,4%)	89	340	(251)	(73,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	179	283	(104)	(36,7%)	77	171	(94)	(55,0%)
Utilidad por acción USD (*)	0,00390	0,00948	(0,00557)	(58,8%)	0,00117	0,00592	(0,00474)	(80,2%)

(*) Al 30 de junio de 2020 y 2019, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 76.086.311.036 y 57.452.644.668, respectivamente.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



EBITDA:

El **EBITDA** para el período terminado al 30 de junio de 2020 fue de **US\$ 1.471 millones**, lo que presenta una disminución de **US\$ 599 millones**, equivalente a un decremento de un 28,9%, con respecto al EBITDA de **US\$2.070 millones** respecto de igual período terminado al 30 de junio de 2019.

Durante el segundo trimestre de 2020, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 623 millones**, presentando una disminución de **US\$ 538 millones** respecto al segundo trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 46,4%.

El impacto económico derivado de la disminución en la demanda debido al desaceleramiento económico producto de los efectos de COVID-19 para este trimestre se estima que fue de **US\$ 187 millones** a nivel de EBITDA, de los cuales **US\$ 10 millones** corresponden a Argentina, **US\$ 120 millones** a Brasil, **US\$ 27 millones** a Colombia y **US\$ 30 millones** a Perú.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro **EBITDA**, desglosados por cada segmento de negocios, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

SEGMENTO/PAÍS	(en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	124	223	(99)	(44,4%)	40	93	(53)	(56,9%)
Brasil	291	375	(85)	(22,6%)	99	170	(71)	(41,6%)
Colombia	579	612	(33)	(5,5%)	277	307	(30)	(9,9%)
Perú	238	284	(45)	(16,0%)	105	125	(20)	(16,1%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	1.232	1.494	(262)	(17,6%)	521	695	(174)	(25,1%)
Distribución:								
Argentina	410	893	(484)	(54,2%)	183	615	(432)	(70,2%)
Brasil	3.233	3.948	(715)	(18,1%)	1.398	1.888	(490)	(26,0%)
Colombia	757	828	(71)	(8,5%)	357	410	(52)	(12,8%)
Perú	442	480	(38)	(7,9%)	205	233	(28)	(11,9%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	4.841	6.149	(1.307)	(21,3%)	2.144	3.146	(1.002)	(31,9%)
<i>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</i>	(372)	(415)	43	(10,3%)	(181)	(200)	19	(9,6%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	5.701	7.228	(1.527)	(21,1%)	2.485	3.642	(1.157)	(31,8%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(16)	(78)	62	(79,2%)	(1)	(25)	23	(94,3%)
Brasil	(170)	(169)	(1)	0,6%	(64)	(95)	32	(33,3%)
Colombia	(204)	(214)	9	(4,4%)	(102)	(100)	(2)	1,7%
Perú	(71)	(101)	29	(29,0%)	(34)	(34)	(1)	1,5%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(462)	(562)	100	(17,7%)	(201)	(254)	53	(20,7%)
Distribución:								
Argentina	(277)	(445)	168	(37,7%)	(121)	(240)	119	(49,7%)
Brasil	(2.330)	(2.835)	505	(17,8%)	(1.031)	(1.332)	301	(22,6%)
Colombia	(432)	(479)	47	(9,9%)	(198)	(227)	29	(12,8%)
Perú	(291)	(310)	18	(6,0%)	(130)	(154)	23	(15,1%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(3.330)	(4.069)	739	(18,2%)	(1.480)	(1.953)	473	(24,2%)
<i>Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio</i>	371	417	(47)	(11,2%)	180	201	(21)	(10,4%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(3.421)	(4.213)	792	(18,8%)	(1.501)	(2.005)	504	(25,2%)

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



Continuación:

SEGMENTO/PAÍS	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(15)	(20)	5	(23,1%)	(8)	(11)	3	(28,6%)
Brasil	(7)	(8)	1	(17,0%)	(3)	(4)	1	(27,6%)
Colombia	(13)	(14)	1	(5,8%)	(6)	(7)	1	(8,0%)
Perú	(13)	(14)	1	(7,1%)	(6)	(7)	1	(14,6%)
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(48)	(56)	8	(13,8%)	(22)	(28)	6	(20,2%)
Distribución:								
Argentina	(46)	(69)	23	(33,4%)	(19)	(43)	24	(55,0%)
Brasil	(122)	(170)	48	(28,4%)	(52)	(80)	29	(35,6%)
Colombia	(21)	(25)	4	(17,1%)	(11)	(13)	2	(14,6%)
Perú	(12)	(13)	1	(9,2%)	(6)	(7)	1	(15,2%)
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(201)	(278)	77	(27,7%)	(87)	(142)	55	(38,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(11)	(13)	2	(13,6%)	(5)	(7)	1	(19,9%)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(260)	(346)	86	(24,9%)	(115)	(177)	62	(35,0%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(16)	(15)	(1)	7,8%	(10)	(9)	(1)	7,2%
Brasil	(7)	(11)	5	(41,0%)	(3)	(7)	4	(57,9%)
Colombia	(17)	(19)	2	(11,0%)	(8)	(11)	3	(23,8%)
Perú	(20)	(21)	1	(4,7%)	(10)	(11)	1	(6,2%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(60)	(66)	7	(10,0%)	(31)	(38)	7	(17,4%)
Distribución:								
Argentina	(65)	(87)	22	(25,4%)	(29)	(49)	20	(41,2%)
Brasil	(321)	(335)	14	(4,1%)	(136)	(164)	28	(17,0%)
Colombia	(48)	(53)	5	(9,4%)	(21)	(24)	4	(15,1%)
Perú	(22)	(23)	1	(2,6%)	(8)	(9)	1	(6,0%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(456)	(498)	41	(8,3%)	(194)	(246)	52	(21,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(32)	(35)	2	(7,0%)	(20)	(14)	(6)	43,4%
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(548)	(598)	50	(8,2%)	(245)	(298)	53	(17,6%)
EBITDA								
Generación y Transmisión:								
Argentina	77	111	(34)	(30,5%)	21	49	(28)	(57,0%)
Brasil	107	187	(80)	(42,6%)	30	64	(34)	(53,3%)
Colombia	344	365	(21)	(5,8%)	160	189	(29)	(15,3%)
Perú	134	148	(14)	(9,5%)	55	74	(19)	(25,7%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	662	811	(148)	(18,3%)	266	376	(110)	(29,1%)
Distribución:								
Argentina	22	293	(271)	(92,6%)	15	284	(269)	(94,9%)
Brasil	460	608	(148)	(24,4%)	180	312	(132)	(42,4%)
Colombia	256	270	(14)	(5,1%)	128	145	(17)	(11,7%)
Perú	116	133	(17)	(12,8%)	61	64	(3)	(4,7%)
EBITDA Segmento de Distribución	854	1.304	(451)	(34,6%)	383	805	(421)	(52,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(45)	0	(0,6%)	(26)	(20)	(7)	33,5%
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	1.471	2.070	(599)	(28,9%)	623	1.161	(538)	(46,4%)

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Enel Generación Costanera	40	53	(13)	(24,5%)	10	21	(11)	(53,7%)
Enel Generación El Chocón	20	30	(10)	(33,4%)	9	17	(8)	(44,5%)
Central Dock Sud	17	25	(8)	(32,4%)	2	10	(8)	(77,8%)
Enel Trading Argentina	-	3	(3)	(100,0%)	0	1	(1)	(91,2%)
Ebitda Segmento Generación Argentina	77	111	(34)	(30,5%)	21	49	(28)	(57,0%)

El **EBITDA** acumulado al 30 de junio de 2020 de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 77 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 34 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: Menor EBITDA de US\$ 13 millones debido principalmente a los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 60 millones**, o un **46,3%**, respecto a igual período del año anterior. La disminución se explica principalmente por: (i) menores ingresos de **US\$ 44 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; (ii) menores ingresos por ventas de **US\$ 44 millones**, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019, aplicable a contar de 2020, que estableció que el abastecimiento de combustible quedara nuevamente a cargo de CAMMESA. Lo anterior fue compensado parcialmente por (i) mayores ventas de energía de **US\$ 3 millones** (+105 GWh); (ii) mayores ingresos de **US\$ 21 millones** por aplicación de nueva Resolución N° 31/2020, aplicable a contar de febrero de 2020, que estableció que los valores de la energía y potencia sean cobrados en pesos argentinos, utilizando el tipo de cambio de cambio contra US\$ vigente a la fecha de facturación y (iii) **US\$ 4 millones** por mayor remuneración, también producto de la Resolución 31/2020, producto de la generación durante puntos altos de demanda.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 44 millones** y se explican principalmente por: (i) menores consumos de gas por **US\$ 44 millones**, producto de aplicación Resolución N° 12/2019, antes mencionada; y (ii) **US\$ 6 millones** producto de la devaluación del peso argentino. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 6 millones** por mayores costos de transporte, derivados de mayores precios producto de la inflación interna.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 3 millones** y se explican principalmente por menores costos por **US\$ 7 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado por **US\$ 4 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales.

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

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Costanera alcanzó los **US\$ 10 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 11 millones** respecto de igual trimestre del 2019. Lo anterior, principalmente explicado por **(i) menores ingresos de explotación de US\$ 31 millones**, que incluye efecto de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 10 millones** y menores ingresos por ventas de **US\$ 25 millones**, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019, parcialmente compensado por mayores ventas por **US\$ 4 millones** (+193 GWh); **(ii) menores costos de explotación por US\$ 20 millones**, principalmente por menores consumos de gas por **US\$ 25 millones**, producto de aplicación Resolución N° 12/2019, compensado con mayores gastos de transporte por **US\$ 5 millones**.

Enel Generación El Chocón: Menor EBITDA de US\$ 10 millones principalmente por menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US\$ 11 millones** respecto de igual período del año anterior, principalmente por menores ingresos de conversión por **US\$ 16 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado con **(i) mayores ventas de energía por US\$ 2 millones** (+177 GWh); y **(ii) US\$ 3 millones** por mayor remuneración, por aplicación de Resolución 31/2020, producto de la generación durante puntos altos de demanda.
- Los **costos de explotación** se mantienen en línea respecto a junio de 2019.
- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del mismo período del año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US\$ 1 millón**, principalmente por los efectos de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Chocón alcanzó los **US\$ 9 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 8 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Lo anterior, principalmente explicado por menor efecto de conversión por **US\$ 8 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Central Dock Sud: Menor EBITDA de US\$ 8 millones principalmente producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 25 millones**, o **47,1%**, a junio de 2020 respecto de junio del año anterior, lo que se explica principalmente por **(i) US\$ 18 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; **(ii) US\$ 20 millones** de menores ingresos, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019, aplicable a contar de 2020, que estableció que el abastecimiento de combustible quedara nuevamente a cargo de CAMMESA; y **(iii) menores otros ingresos por US\$ 7 millones**, por indemnización relacionada a un siniestro en la turbina TG09 registrado durante el primer semestre de 2019. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía por **US\$ 20 millones (+542 GWh)**.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 18 millones** respecto de junio del año anterior, explicado principalmente por **(i) menores gastos por consumo de gas por US\$ 17 millones**, producto de la aplicación de la resolución N° 12/2019, mencionada anteriormente; y **(ii) menores costos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US\$ 4 millones**. Lo anterior parcialmente compensado con mayores gastos de transporte por **US\$ 1 millón** y mayores gastos de materiales por **US\$ 1 millón**.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea respecto de junio de 2019.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Dock Sud alcanzó los **US\$ 2 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 8 millones** respecto de igual trimestre del 2019. Lo anterior, principalmente explicado por **(i) menor efecto de conversión por devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US\$ 4 millones**; **(ii) menores otros ingresos por US\$ 7 millones**, por indemnización relacionada a un siniestro en la turbina TG09 registrado durante el primer semestre de 2019; y **(iii) mayores otros gastos fijos por US\$ 2 millones** debido a incremento en los costos de seguros y mayor consumo de repuestos. Lo anterior compensado por mayores ventas de energía por **US\$ 5 millones (+266 GWh)**.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



Brasil:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
EGP Cachoeira Dourada	43	57	(14)	(24,3%)	7	26	(19)	(72,8%)
Enel Generación Fortaleza	24	67	(43)	(64,1%)	8	9	(1)	(10,7%)
EGP Volta Grande	18	31	(13)	(41,9%)	5	15	(10)	(65,5%)
Enel Cien	22	32	(10)	(31,3%)	10	15	(5)	(32,5%)
Ebitda Segmento Generación y Transmisión Brasil	107	187	(80)	(42,6%)	30	64	(34)	(53,3%)

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$ 107 millones** por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 80 millones** con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a junio de 2020, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: Menor EBITDA de US\$ 14 millones principalmente por efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 71 millones, o 29,1%**, a junio de 2020. La disminución se explica principalmente por **US\$ 48 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación de un **21,8%** del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, y por una disminución en las ventas de energía por **US\$ 23 millones**, debido a menores ventas físicas (-2.074 GWh), por menor comercialización de energía, unido a una disminución en los precios medios.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 56 millones, o 30,9%**, a junio de 2020, principalmente explicados por **US\$ 34 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño y **US\$ 22 millones** por menores compras de energía (-2.064 GWh), debido a la menor comercialización de energía, unido a una disminución de los precios medios.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea respecto de junio de año anterior.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de EGP Cachoeira Dourada alcanzó los **US\$ 7 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 19 millones** respecto de igual trimestre del año anterior, explicado fundamentalmente menor venta de energía de **US\$ 28 millones**, por disminución en la venta física (-942 GWh), por una menor comercialización de energía, unido a una disminución de los precios medios y por menor efecto de conversión por **US\$ 6 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, compensado por menores compras de energía de **US\$ 15 millones**, por menor compra física (-1.022GWh), debido a la disminución de comercialización de energía, unido a una disminución de los precios medios.

Enel Generación Fortaleza: Menor EBITDA de US\$ 43 millones debido principalmente por menores ventas de energía y por los efectos de conversión del real brasileño.

- Los **ingresos de explotación** de Enel Generación Fortaleza disminuyeron en **US\$ 70 millones**, principalmente por menores ventas de energía por **US\$ 49 millones** por menor demanda (-879 GWh), y menores ingresos por los efectos de conversión por **US\$ 20 millones**, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 25 millones**, principalmente por (i) menores costos por la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense por **US\$ 13 millones**; y (ii) reducción en compras de energía por **US\$ 24 millones**, debido a los menores precios de compra y por mayor producción propia, efecto que fue compensado parcialmente con mayor consumo de gas por **US\$ 12 millones**, principalmente por consecuencia de la restitución del suministro por parte de Petrobras en el segundo semestre de 2019.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto del mismo período del año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 2 millones**, principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de **Enel Generación Fortaleza** alcanzó los **US\$ 8 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 1 millón** prácticamente en línea respecto de igual trimestre del año anterior.

Enel Green Power Volta Grande: Menor EBITDA de US\$ 13 millones principalmente por menores ventas de energía y efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 25 millones** y se explican fundamentalmente por (i) menores ventas de energía por **US\$ 17 millones**, debido a menor venta física de **US\$ 12 millones** (-216 GWh), por una menor comercialización de energía, y menores precios medios de venta por **US\$ 5 millones**; y (ii) menores efectos de conversión por **US\$ 8 millones**, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 12 millones**, debido principalmente a menores compras de energía (-181 GWh), por disminución en la comercialización de energía.
- Los **gastos de personal**, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza**, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de EGP Volta Grande alcanzó los **US\$ 5 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 10 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por **(i)** menor venta de energía de **US\$ 14 millones**, por disminución en la venta física (-191 GWh), debido a una menor comercialización de energía, y por menores precios medios de venta; y **(ii)** menor efecto de conversión por **US\$ 3 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, fue compensado parcialmente por menores compras de energía por **US\$ 7 millones**, por menor compra física (-102 GWh), debido a la disminución en la comercialización de energía, antes mencionada.

Enel Cien S.A.: Menor EBITDA de US\$ 10 millones debido principalmente a menores efectos de conversión debido a la devaluación de un 21,8% del real brasileño respecto del dólar estadounidense por US\$ 6 millones y menores ingresos de transmisión por US\$ 5 millones.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de Enel CIEN alcanzó los **US\$ 10 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 5 millones** respecto de igual trimestre del año anterior, explicado principalmente por el menor efecto de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Colombia:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Emgesa	344	365	(21)	(5,8%)	160	189	(29)	(15,3%)
Ebitda Segmento Generación Colombia	344	365	(21)	(5,8%)	160	189	(29)	(15,3%)

El **EBITDA** acumulado al 30 de junio de 2020 de nuestra subsidiaria de generación en Colombia, **Emgesa**, alcanzó los **US\$ 344 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 21 millones** con respecto a junio de 2019. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación de Emgesa** disminuyeron en **US\$ 33 millones** o un **5,5%**, respecto del mismo período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por (i) menores ingresos por **US\$ 92 millones**, producto de la devaluación de un **13,7%** del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense; y (ii) disminución de otros ingresos de explotación por **US\$ 5 millones**, debido a finiquito de indemnización de seguro recibido en junio de 2019 por siniestro de la central hidroeléctrica El Quimbo. Lo anterior fue parcialmente compensado por una mejora operativa por **US\$ 64 millones**, principalmente por mejores precios medios de ventas (ocasionados por baja hidrología en 2020) por **US\$ 70 millones**, menos **US\$ 6 millones** por menores ventas físicas (-86 GWh).
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 10 millones** y se explica principalmente por un menor efecto de conversión por **US\$ 32 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano, parcialmente compensado por mayores compras de energía de **US\$ 22 millones**, como consecuencia de mayores precios medios de compra, a pesar de las menores compras físicas (-43 GWh), por menor demanda del mercado no regulado.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de junio de 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 2 millones**, respecto de junio 2019, la variación se explica por la devaluación del peso colombiano en relación al dólar estadounidense.

En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia ascendió a **US\$ 160 millones** el **segundo trimestre de 2020**, registrando una disminución de **US\$ 29 millones** respecto al segundo trimestre de 2019, explicado fundamentalmente por (i) menor efecto de conversión por **US\$ 32 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano; (ii) menores otros ingresos de explotación por **US\$ 5 millones**, debido a finiquito de indemnización de seguro recibido en junio de 2019 por siniestro de la central hidroeléctrica El Quimbo; y (iii) mayor compra de energía por **US\$ 21 millones**, debido al incremento en los precios de bolsa. Lo anterior parcialmente compensado por una mayor venta de energía por **US\$ 29 millones**, debido al aumento de precios de bolsa por **US\$ 39 millones**, compensado con menores ventas físicas por **US\$ 10 millones** (-153 GWh), por menor demanda del mercado no regulado.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



Perú:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Enel Generación Perú	101	110	(9)	(8,2%)	41	56	(15)	(27,5%)
Enel Generación Piura	16	22	(6)	(27,7%)	7	10	(3)	(33,1%)
Chinango	17	16	1	8,0%	8	8	(0)	(0,2%)
Ebitda Segmento Generación Perú	134	148	(14)	(9,5%)	55	74	(19)	(25,7%)

El **EBITDA** de **nuestras subsidiarias de generación en Perú** alcanzó los **US\$ 134 millones** en términos acumulados al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 14 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en el resultado a junio 2020, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 45 millones**, o **16%** respecto del mismo período del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: (i) menores ventas de energía por **US\$ 29 millones**, producto de menores físicas (-622 GWh), efecto que fue parcialmente compensado por mayores precios medios; (ii) menores otros ingresos por **US\$ 3 millones**, por lucro cesante relacionado a siniestro de Central de Callahuanca registrados en 2019; (iii) menores ventas de gas por **US\$ 7 millones**; y (iv) menores ingresos por efectos por conversión de **US\$ 6 millones** por la devaluación de un 2,7% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 29 millones**, o **29%**, a junio de 2020, principalmente como consecuencia de: (i) menores compras de energía por **US\$ 6 millones**; (ii) menor consumo de gas por **US\$ 15 millones**, debido a menor producción de centrales térmicas; y (iii) menores gastos de transporte y distribución de gas por reducción de niveles Take or Pay con proveedores por **US\$ 8 millones**.
- Los **gastos de personal de las filiales de Generación en Perú** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, prácticamente en línea respecto de junio de 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza de las filiales de Generación en Perú** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, prácticamente en línea respecto de junio de 2019.

El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de nuestro segmento de generación en Perú alcanzó los **US\$ 55 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 19 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por menores ingresos por venta de energía de **US\$ 16 millones**, debido a menor venta física (-536 Gwh), y menor venta de gas de **US\$ 3 millones**.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Argentina:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cífras Acumuladas				Cífras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Edesur	22	293	(271)	(92,6%)	15	284	(269)	(94,9%)
Total Segmento Distribución Argentina	22	293	(271)	(92,6%)	15	284	(269)	(94,9%)

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria de distribución en Argentina, **Empresa Distribuidora Sur (Edesur)**, alcanzó los **US\$ 22 millones** por el período de seis meses terminados al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 271 millones** con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados de junio 2020, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US\$ 484 millones**, o un **54,1%** a junio de 2020, que se explican fundamentalmente por (i) menores ingresos de **US\$ 279 millones** producto del acuerdo regulatorio suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino en el año 2019, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016; y (ii) menores ingresos por **US\$ 265 millones**, correspondiente al efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado con mayores ventas de energía por **US\$ 60 millones**, producto de la indexación del costo propio de distribución, a pesar de las menores ventas físicas de (-126 GWh), explicado principalmente como consecuencia de COVID-19
- Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 168 millones**, o un **37,7%**, los cuales se explican fundamentalmente por: (i) una disminución de **US\$ 181 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y (ii) por una disminución de otros aprovisionamientos por **US\$ 4 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) incremento del costo de compras de energía por **US\$ 8 millones** producto de un efecto cantidad (debido al aumento de las pérdidas de energía desde un 14,8% en junio 2019 a un 15,9% en el período actual) por **US\$ 4 millones** y por efecto precio por **US\$ 4 millones**; y (ii) mayores gastos de transporte de **US\$ 9 millones**, por aumento de precio de servicios en línea con la inflación.
- Los **gastos de personal disminuyeron en US\$ 23 millones**, o un **33,4%**, esto se explica por (i) menores gastos por **US\$ 30 millones**, debido a menores efectos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y (ii) menores gastos por planes de jubilación y retiro y disputas legales por **US\$ 12 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 18 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 22 millones**, y se explican principalmente por menores efectos debido a la devaluación del peso argentino por **US\$ 40 millones**, compensado con mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por **US\$ 15 millones** y compra de elementos de seguridad e higiene vinculados al Covid-19 por **US\$ 3 millones**.

En lo que respecta al **segundo trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó los **US\$ 15 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 269 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Lo anterior, principalmente explicado por (i) **US\$ 279 millones** producto del acuerdo regulatorio suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino en el año 2019; y (ii) **US\$ 20 millones** por menor efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por (i) mayores ingresos por ventas de energía de **US\$ 10 millones**, debido principalmente a mayores ventas de energía, producto de la indexación del costo propio de distribución, a pesar de las menores ventas físicas de (-198 GWh), explicado fundamentalmente como consecuencia de COVID-19; y (ii) una disminución del costo de compra de energía por **US\$ 20 millones** por menor compra física (-69 GWh) por **US\$ 3 millones** y por menor precio de compra por **US\$ 17 millones**.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Edesur	15,9%	14,8%	7,4%	2,50	2,48	0,8%
Total Segmento Distribución Argentina	15,9%	14,8%	7,4%	2,50	2,48	0,8%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



Brasil:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Enel Distribución Río	102	146	(44)	(30,0%)	44	67	(23)	(35,0%)
Enel Distribución Ceará	89	87	2	2,6%	37	58	(21)	(36,0%)
Enel Distribución Goiás	59	121	(62)	(51,1%)	24	44	(21)	(46,7%)
Enel Distribución Sao Paulo	210	255	(45)	(17,6%)	76	143	(67)	(47,1%)
Total Segmento Distribución Brasil	460	608	(148)	(24,4%)	180	312	(132)	(42,4%)

El **EBITDA** acumulado al 30 de junio de 2020 de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil alcanzó los **US\$ 460 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 148 millones** con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A.: Menor EBITDA de US\$ 44 millones principalmente por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y menores ventas físicas.

- Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río disminuyeron en **US\$ 168 millones** o un **21,6%** a junio de 2020, y se explican principalmente por (i) menores ingresos de **US\$ 170 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación en un **21,8%** del real brasileño en relación con el dólar estadounidense; y (ii) menores ingresos por ventas de energía por **US\$ 44 millones**, debido a un menor volumen físico de energía por **US\$ 63 millones** (-301 GWh), principalmente como consecuencia de COVID-19, menos un efecto positivo por **US\$ 19 millones** generado por los mayores precios medios de ventas. Lo anterior, parcialmente compensado por aumento de otros ingresos de explotación por **US\$ 46 millones**, explicados por mayores ingresos por construcción, por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" (en adelante "CINIIF 12").
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 100 millones**, o **19%** respecto de junio de 2019 y se explican principalmente por: (i) menores costos de **US\$ 119 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y (ii) menor consumo de energía por **US\$ 35 millones**, explicado por menores compras físicas de energía por **US\$ 60 millones** (-301 GWh), compensado por mayores precios medios por **US\$ 25 millones**. Lo anterior, compensado por (i) aumento de Otros aprovisionamientos variables y servicios debido a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por **US\$ 46 millones**; y (ii) mayor costo en transporte de energía de **US\$ 8 millones**, por mayor tarifa uso de redes.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 5 millones**, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyen en **US\$ 19 millones**, explicado por efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Río** alcanzó los **US\$ 44 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 23 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por **(i)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 18 millones**; **(ii)** disminución de Otras prestaciones de servicios de **US\$ 18 millones** por menor ingreso con peajes de energía para clientes, debido al menor uso de la red, por la pandemia COVID-19. Lo anterior, fue compensado parcialmente por **(i)** disminución de otros gastos fijos de **US\$ 9 millones**, por menores contingencias civiles; y **(ii)** mayor venta de energía de **US\$ 3 millones** por mayores precios medios de venta, a pesar de las menores ventas físicas de (-307 GWh), también como consecuencia principal de la pandemia de COVID-19.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Distribución Río	22,4%	21,8%	2,8%	2,96	2,95	0,3%

Enel Distribución Ceará S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 2 millones principalmente por mayores precios medios de ventas de energía.

- Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Ceará** disminuyeron en **US\$ 92 millones** o un **14,1%** a junio de 2020, y se explican principalmente por **(i)** menores ingresos de **US\$ 156 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación en un **21,8%** del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, y **(ii)** disminución de otras prestaciones de servicio de **US\$ 24 millones**, por peajes de energía, debido al menor uso de la red, principalmente como consecuencia de COVID-19. Lo anterior, parcialmente compensado por **(i)** aumento en ventas de energía de **US\$ 51 millones**, debido principalmente a mayores precios medios de venta y por incremento de tarifa de un 4,34% respecto del año anterior, a pesar de las menores ventas físicas (-318 GWh), fundamentalmente como consecuencia de COVID-19, y **(ii)** aumento de otros ingresos de **US\$ 37 millones**, que aumentan por mayores ingresos por construcción por **US\$ 44 millones**, por aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (en adelante “CINIIF 12”), compensado por menores ingresos de uso mutuo de **US\$ 7 millones**.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 86 millones**, respecto de junio de 2019 y se explican principalmente por: **(i)** menores costos por **US\$ 110 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y **(ii)** menor compra de energía de **US\$ 20 millones**, debido a la disminución de compras física de energía (-239 GWh), compensado por aumento de Otros aprovisionamientos variables y servicios debido a costos de construcción de CINIIF 12 por **US\$ 44 millones**.

- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 6 millones** respecto de igual período del año anterior, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 2 millones** respecto del período junio 2019, principalmente por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 16 millones**, compensado por mayores gastos por incremento en multas y contingencias por **US\$ 7 millones** y por mayores servicios de mantenciones por **US\$ 7 millones**, debido a condiciones climáticas atípicas en la región que ponen en riesgo la calidad del servicio.

El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria Enel Distribución Ceará alcanzó los **US\$ 37 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 21 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US\$ 16 millones**; (ii) disminución de Otras prestaciones de servicios de **US\$ 16 millones** por menor ingreso con peajes de energía, debido al menor uso de la red; y (iii) mayores otros gastos fijos de **US\$ 6 millones**, debido principalmente a las fuertes condiciones meteorológicas que han provocado lluvias y un mayor nivel de descargas atmosféricas en comparación con otros años, que ponen en peligro las actividades de mantenimiento programadas y el centro de control. Lo anterior, compensado por (i) menores compra de energía por **US\$ 11 millones**, por menores compras físicas de energía (-354 GWh), básicamente debido a COVID-19; y (ii) mayor venta de energía de **US\$ 6 millones**, por mayores precios respecto a un mayor reajuste por inflación **US\$ 11 millones** compensado por menor volumen de energía **US\$ 4 millones** (-398 GWh), producto fundamentalmente de la pandemia de COVID 19.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Distribución Ceará	14,9%	13,7%	8,8%	4,00	4,08	(1,9%)

Enel Distribución Goiás: Menor EBITDA de US\$ 62 millones principalmente por menores ventas de energía y por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en **US\$ 121 millones** o un **16,1%** a junio de 2020, y se explican principalmente por menores ingresos de **US\$ 176 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación en un **21,8%** del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, parcialmente compensado por (i) aumento en ventas de energía de **US\$ 11 millones**, debido a menores compensaciones a clientes por la calidad del servicio en **US\$ 23 millones** y por menores encargos sectoriales por pagar en **US\$ 23 millones**, compensado por menores ventas físicas de energía por **US\$ 35 millones** (-137 GWh), principalmente debido al impacto de COVID-19; (ii) aumento de Otras prestaciones de servicios en **US\$ 8 millones**, explicados por un incremento en los ingresos por peajes debido al reajuste tarifario de los clientes libres; y (iii) aumento de otros ingresos de **US\$ 36 millones**, explicado por mayores

ingresos por construcción por **US\$ 43 millones**, por aplicación de CINIIF 12, efecto que fue compensado parcialmente por Acuerdos de Concesión de Servicios” (en adelante “CINIIF 12”), compensado por menores multas de reliquidación con clientes en **US\$ 7 millones**.

- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 67 millones**, explicados fundamentalmente por **US\$ 127 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior parcialmente compensado por (i) mayores gastos de transporte por **US\$ 9 millones**, por mayor tarifa de uso de redes, (ii) mayor gasto por compra de energía por **US\$ 8 millones**, por mayores precios medios; y (iii) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 43 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 9 millones**, explicados por **US\$ 4 millones** de menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño, incremento en la activación de gastos de personal de **US\$ 2 millones**, por mayores inversiones para mejorar la calidad del servicio y disminución de gasto de personal de **US\$ 3 millones**, por planes de retiro efectuados el año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US\$ 18 millones**, que se explican por mayores gastos por mantenciones y conservación de instalaciones eléctricas, servicios de lectura de medidores, atención a clientes y otros relacionados por **US\$ 34 millones** y mayores costos por multas por calidad de servicio por **US\$ 11 millones**, compensados por **US\$ 27 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Goiás** alcanzó los **US\$ 24 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 21 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) incremento de otros gastos fijos de **US\$ 26 millones**, debido a mayor mantenimiento de la red por **US\$ 21 millones** y costos por multas calidad de servicio de **US\$ 9 millones**, compensado por menor costo contingencias de **US\$ 4 millones**; (ii) mayores gastos de transporte por **US\$ 3 millones**, por mayor tarifa uso de redes; (iii) mayores gastos por compra de energía por **US\$ 4 millones**, debido mayores precios medios; (iv) disminución de otros ingresos de explotación, por menores ingresos por multas de reliquidación con clientes de **US\$ 4 millones**, por menor actividad de corte; y (v) efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 9 millones**. Todo lo anterior compensado por mayor venta de energía por **US\$ 25 millones**, explicado por aumento de tarifa en venta de energía por **US\$ 24 millones**, por efecto de multa por la calidad del servicio registrada en el segundo trimestre de 2019 por **US\$ 18 millones** y mayores subvenciones por **US\$ 5 millones**, compensado por menores ventas físicas de **US\$ 22 millones** (-119 GWh), debido básicamente al impacto de COVID-19.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Distribución Goiás	12,4%	11,2%	10,7%	3,15	3,07	2,7%

Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo), Menor EBITDA de US\$ 45 millones, principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** disminuyeron en **US\$ 335 millones**, respecto de igual período del año anterior. Las principales variaciones se explican a continuación: menores ingresos por **US\$ 399 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por (i) mayores ventas de energía por **US\$ 1 millón**, explicado por aumento de tarifa producto de la revisión tarifaria aplicada a contar de julio de 2019 por **US\$ 282 millones**, compensado por menores ventas físicas de **US\$ 281 millones** (-2.097 GWh), debido principalmente al impacto de COVID-19; (ii) mayores otras prestaciones de servicios por **US\$ 29 millones**, debido a servicios de peaje de clientes libres y (iii) **US\$ 34 millones** debido a mayores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (en adelante “CINIIF 12”).
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 253 millones**, respecto de junio de 2019 y se explican principalmente por: menores costos por **US\$ 293 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, compensado por (i) aumento de Otros aprovisionamientos variables y servicios debido a costos de construcción por la aplicación de CINIIF 12; (ii) incremento en las compras de energía por **US\$ 2 millones**; y (iii) mayores gastos de transporte por **US\$ 4 millones** debido al aumento de las tarifas de uso de la red.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 28 millones** respecto de junio de 2019, principalmente por **US\$ 23 millones** producto de los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y por **US\$ 5 millones** debido a mayor activación de costos de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 10 millones** respecto de junio de 2019, principalmente por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US\$ 26 millones**, compensado con un aumento de **US\$ 16 millones** principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

El **EBITDA** correspondiente al **segundo trimestre de 2020** de Enel Distribución Sao Paulo alcanzó los **US\$ 76 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 67 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 35 millones**, (ii) disminución de ventas de energía de **US\$ 243 millones**, por una menor venta física de (-1.675 GWh.) por **US\$ 23 millones**, debido básicamente a los efectos de COVID-19, y menores ingresos por **US\$ 220 millones** producto de la baja de la temperatura promedio en aproximadamente un 3%, lo que ha significado un menor consumo de energía, compensado por el aumento de precio resultante de la revisión tarifaria aplicada a contar de julio de 2019, lo que generó un aumento de **US\$ 199 millones**; (iii) menores gastos de transporte por **US\$ 5 millones**; y (iv) menores gastos de personal por **US\$ 4 millones**,

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



debido a mayor activación de costos de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Distribución Sao Paulo	10,2%	9,5%	7,4%	7,82	7,72	1,4%

Colombia:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Codensa	256	270	(14)	(5,1%)	128	145	(17)	(11,7%)
Total Segmento Distribución Colombia	256	270	(14)	(5,1%)	128	145	(17)	(11,7%)

Codensa, Menor EBITDA de US\$ 14 millones, principalmente por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria **Codensa** en Colombia alcanzó los **US\$ 256 millones** al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 14 millones** con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables que explican este aumento se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación en Codensa disminuyeron en US\$ 70 millones**, o un **8,5%** a junio de 2020, y se explican principalmente por **US\$ 119 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un **13,7%** del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) Incremento de **US\$ 20 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa, (ii) **US\$ 11 millones** por mejor precio medio de venta, todo ello a pesar de las menores ventas físicas de (-350 GWh), por impacto de COVID-19; (iii) aumento de **US\$ 8 millones** por mayor ingreso por reconocimiento de la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), para la gestión de pérdidas según nueva resolución CREG 189 de diciembre de 2019; y (iv) aumento de **US\$ 10 millones** principalmente por mejor margen de tarjetas de crédito dado a partir de Noviembre de 2019 el inicio del nuevo modelo Open Book con Colpatria.
- Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 47 millones** o **9,9%** a junio de 2020 y se explican principalmente por **US\$ 68 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, fue parcialmente compensado por (i) Aumento de **US\$ 2 millones** en compras de energía, originado principalmente por mayor precio medio de la energía, cual se genera por bajas reservas hídricas en el primer semestre del año 2020; (ii) aumento de gastos de transporte de energía por **US\$ 8 millones** ocasionado por la entrada de nuevas unidades constructivas al sistema de transmisión nacional

(STN); y (iii) por mayores costos de otros aprovisionamientos y servicios por **US\$ 11 millones**, principalmente por contribuciones entes reguladores, mayores impuestos, conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 4 millones**, y principalmente se explican por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 3 millones** y mayores activaciones de mano de obra a proyectos de inversión de **US\$ 5 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 4 millones** de mayores gastos por ajuste salarial y beneficios adicionales derivados del Convenio Colectivo.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 5 millones**, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano, respecto del dólar estadounidense.

En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia ascendió a **US\$ 128 millones** el **segundo trimestre de 2020**, registrando una disminución de **US\$ 17 millones** respecto al segundo trimestre de 2019, explicado fundamentalmente por (i) la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 23 millones**; y (ii) **US\$ 10 millones** por incremento en costos de transporte y otros aprovisionamientos. Lo anterior fue parcialmente compensado por un incremento de **US\$ 13 millones**, debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa, y reconocimiento AOM para la gestión de pérdidas; y (ii) aumento de **US\$ 3 millones** principalmente por mejor margen de tarjetas de crédito nuevo modelo Open Book con Colpatria.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Codensa	7,5%	7,8%	(3,9%)	3,57	3,48	2,5%
Total Segmento Distribución Colombia	7,5%	7,8%	(3,9%)	3,57	3,48	2,5%

Perú:

SUBSIDIARIA	EBITDA (en millones de US\$)							
	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Enel Distribución Perú	116	133	(17)	(12,8%)	61	64	(3)	(4,7%)
Total Segmento Distribución Perú	116	133	(17)	(12,8%)	61	64	(3)	(4,7%)

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Perú** alcanzó los **US\$ 116 millones** al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 17 millones** respecto de igual período del año anterior. Las variables que explican esta disminución se detallan a continuación:

- Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Perú** disminuyeron en **US\$ 38 millones**, o un **7,9%** a junio de 2020, principalmente explicados por (i) **US\$ 13 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 2,7% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense; (ii) menores ventas físicas de energía por **US\$ 21 millones** (-485 GWh), equivalente a **US\$ 42 millones**, por menor consumo de energía debido básicamente a la emergencia sanitaria por COVID-19, los cuales fueron compensados por un incremento en el precio medio de energía de **US\$ 21 millones**, debido a facturación de potencia de energía; y (iii) menores Otras prestaciones de servicios de **US\$ 4 millones**, debido a menores ingresos por negocios tradicionales tales como: conexiones, servicios complementarios así como menores ingresos en actividades de retail y menores aportes a organismos reguladores por menores ingresos.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 19 millones** que se explican principalmente por: (i) menores compras de energía por **US\$ 11 millones**, explicados principalmente por menor compra física de energía (-421 GWh), debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19; y (ii) **US\$ 8 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano.
- Los **gastos de personal** de **Enel Distribución Perú** disminuyeron en **US\$ 1 millón** prácticamente en línea respecto de junio de 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza** de **Enel Distribución Perú** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, prácticamente en línea respecto de junio de 2019.

El **EBITDA** correspondiente al segundo trimestre de 2020 de nuestra subsidiaria de distribución en Perú alcanzó los **US\$ 61 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 3 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por (i) menores ingresos por ventas de energía de **US\$ 16 millones**, debido principalmente a menores ventas físicas de energía de (-386 GWh) equivalente a **US\$ 32 millones**, producto de un menor consumo de energía debido fundamentalmente a la emergencia sanitaria por COVID-19, los cuales fueron compensados por un incremento en el precio medio de energía de **US\$ 16 millones**; y (ii) **US\$ 2 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano. Lo anterior fue

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



parcialmente compensado por menores compras de energía física de (-350GWh), equivalente a **US\$ 15 millones**, debido a la emergencia sanitaria por COVID-19.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Distribución Perú	8,3%	8,1%	2,5%	1,44	1,43	0,7%
Total Segmento Distribución Perú	8,3%	8,1%	2,5%	1,44	1,43	0,7%

DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y DETERIORO:

A continuación, se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las subsidiarias del Grupo Enel Américas, en términos trimestrales y acumulados al 30 de junio de 2020 y 2019.

SEGMENTO	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)					
	jun-20			jun-19		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	77	(47)	30	111	(46)	65
Brasil	107	(13)	94	187	(16)	171
Colombia	344	(32)	312	365	(36)	329
Perú	134	(31)	103	148	(34)	114
Total Segmento de Generación y Transmisión	662	(123)	539	811	(132)	679
Distribución:						
Argentina	22	(43)	(21)	293	(59)	234
Brasil	460	(292)	168	608	(319)	289
Colombia	256	(73)	183	270	(66)	204
Perú	116	(36)	80	133	(28)	105
Total Segmento de Distribución	854	(444)	410	1.304	(472)	832
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(45)	(2)	(46)	(45)	0	(45)
Total Consolidados Enel Américas	1.471	(569)	903	2.070	(604)	1.466

SEGMENTO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	2T2020			2T2019		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	21	(22)	(1)	49	(32)	17
Brasil	30	(6)	24	64	(6)	58
Colombia	160	(16)	144	189	(18)	171
Perú	55	(15)	40	74	(17)	57
Total Segmento de Generación y Transmisión	266	(59)	207	376	(73)	303
Distribución:						
Argentina	15	(18)	(3)	284	(34)	250
Brasil	180	(131)	49	312	(164)	148
Colombia	128	(38)	90	145	(32)	113
Perú	61	(19)	42	64	(14)	50
Total Segmento de Distribución	383	(206)	177	805	(244)	561
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(26)	(1)	(27)	(20)	-	(20)
Total Consolidados Enel Américas	623	(266)	357	1.161	(317)	844

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 569 millones** por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2020, disminuyendo en **US\$ 35 millones** con respecto a igual período del año 2019. Esta variación se explica principalmente por:

- La depreciación y amortización ascendió a **US\$ 427 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 53 millones** con respecto a junio de 2019. Lo anterior se explica fundamentalmente por: (i) por **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 19 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la

devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 23 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 4 millones**, debido a mayores activaciones; (ii) en **Enel Distribución Río** por **US\$ 17 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US\$ 11 millones** y por amortización acelerada de ciertos activos registrada en marzo de 2019 por **US\$ 6 millones**, (iii) por **Enel Distribución Goias** por **US\$ 7 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión por devaluación del real brasileño por **US\$ 9 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 2 millones**, debido a mayores activaciones, (iv) **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 5 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US\$ 8 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 2 millones**, debido a mayores activaciones, y (v) en **Emgesa** por **US\$ 4 millones**, principalmente por los efectos de la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

- Por su parte, las **pérdidas por deterioro por aplicación de NIIF 9, sobre activos financieros**, ascendieron a **US\$ 142 millones** a junio de 2020, lo que representa un aumento de **US\$ 18 millones** con respecto a igual período del año anterior, que se explica principalmente en nuestras filiales como: en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 26 millones**, en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 7 millones** y en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 20 millones**. Lo anterior compensado por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 35 millones**.

Respecto al **segundo trimestre de 2020**, la **depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **US\$ 266 millones**, registrando una disminución de **US\$ 52 millones** con respecto a igual trimestre de año 2019. Esta variación se explica principalmente por:

- Disminución de las **depreciaciones y amortizaciones** por **US\$ 38 millones** provenientes de: (i) las compañías de distribución en **Brasil** por **US\$ 27 millones**, que se explican principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 33 millones**, compensado con aumento en amortización por **US\$ 6 millones**, y (ii) en Argentina por las filiales de Generación por **US\$ 10 millones**, que se explican principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del peso argentino por **US\$ 18 millones**, compensado con aumento en la depreciación por **US\$ 8 millones**.
- De igual manera los **deterioros reconocidos por NIIF 9** disminuyeron en **US\$ 14 millones**, de los cuales (i) **US\$ 16 millones** provienen de **Edesur** por disminución del deterioro de cuentas a cobrar registrada en el segundo trimestre de 2019, que incluye conversión del peso argentino por **US\$ 10 millones**; (ii) disminución en nuestras filiales de distribución del **Grupo Enel Brasil** por **US\$ 6 millones**, que corresponden a **US\$ 19 millones** por conversión por la devaluación del real brasileño, compensado, con un aumento de **US\$ 13 millones** por mayores provisiones registradas durante el segundo trimestre de 2020; y (iii) un aumento en nuestra filial Codensa por mayores pérdidas por deterioro NIIF 9 por **US\$ 7 millones**.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



RESULTADO NO OPERACIONAL:

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de Enel Américas, desglosado por país, en términos acumulados y trimestrales al 30 de junio de 2020 y 2019:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	jun-20	jun-19	Variación	Var %	2T2020	2T2019	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	28	79	(51)	(64,6%)	14	57	(43)	(75,4%)
Brasil	67	151	(84)	(55,6%)	10	63	(53)	(84,1%)
Colombia	8	7	1	14,3%	5	4	1	25,0%
Perú	4	4	-	0,0%	1	2	(1)	(50,0%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	4	3	1	33,3%	1	(1)	2	(200,0%)
Total Ingresos Financieros	111	244	(133)	(54,5%)	31	125	(94)	(75,2%)
Gastos Financieros:								
Argentina	(47)	(128)	81	(63,3%)	(26)	(60)	34	(56,7%)
Brasil	(185)	(421)	236	(56,1%)	(66)	(203)	137	(67,5%)
Colombia	(60)	(78)	18	(23,1%)	(30)	(40)	10	(25,0%)
Perú	(17)	(18)	1	(5,6%)	(9)	(9)	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(20)	(12)	(8)	66,7%	(13)	(4)	(9)	225,0%
Total Gastos Financieros	(329)	(657)	328	(49,9%)	(144)	(316)	172	(54,4%)
Diferencias de cambio:								
Argentina	21	40	(19)	(47,5%)	6	5	1	20,0%
Brasil	(122)	10	(132)	(1320,0%)	(23)	11	(34)	(309,1%)
Colombia	(2)	-	(2)	0,0%	5	-	5	0,0%
Perú	2	(1)	3	(300,0%)	1	(1)	2	(200,0%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	108	13	95	730,8%	46	(1)	47	(4700,0%)
Total Diferencias de Cambio	7	61	(54)	(88,5%)	34	13	21	161,5%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	36	86	(50)	(58,5%)	17	61	(44)	(72,0%)
Total Resultado Financiero Enel Américas	(175)	(266)	91	(34,1%)	(61)	(116)	54	(46,4%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Argentina	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Brasil	1	-	1	0,0%	-	-	-	0,0%
Colombia	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Perú	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	1	-	1	0,0%	-	-	-	0,0%
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	2	1	1	100,0%	2	1	1	100,0%
Brasil	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Colombia	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Perú	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	2	1	1	100,0%	2	1	1	100,0%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	3	1	2	200,0%	2	1	1	100,0%
Resultado Antes de Impuesto	730	1.201	(471)	(39,2%)	299	729	(430)	(59,0%)
Impuestos:								
Argentina	(81)	(81)	-	0,0%	(57)	(84)	27	(32,1%)
Brasil	1	(87)	88	(101,2%)	15	(27)	42	(155,6%)
Colombia	(130)	(149)	19	(12,8%)	(59)	(79)	20	(25,3%)
Perú	(41)	(61)	20	(32,8%)	(23)	(30)	7	(23,3%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(3)	4	(7)	(175,0%)	(8)	1	(9)	(900,0%)
Total Impuesto sobre Sociedades	(254)	(374)	120	(32,1%)	(132)	(218)	86	(39,5%)
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	476	827	(351)	(42,5%)	166	511	(345)	(67,5%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	297	544	(247)	(45,4%)	89	340	(251)	(73,7%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	179	283	(104)	(36,7%)	77	171	(94)	(55,0%)

Resultado Financiero

El resultado financiero acumulado al 30 de junio de 2020 ascendió a una pérdida de **US\$ 175 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 91 millones** respecto de igual período del año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

- **Menores ingresos financieros por US\$133 millones**, principalmente explicados por: (i) menores ingresos por **US\$ 32 millones** atribuibles a **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente debido a los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 7 millones** y menores ingresos por actualizaciones de aplicación de CINIIF 12 por **US\$ 25 millones**, (ii) menores ingresos por **US\$ 24 millones** en **Enel Generación Fortaleza**, principalmente por actualización financiera de Impuestos PIS/COFINS, (iii) menores ingresos por **US\$ 17 millones** en **Enel Distribución Ceará** principalmente por actualización financiera de CINIIF 12, (iv) menores ingresos en **Enel Distribución Río** por **US\$ 8 millones**, por efectos de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 3 millones** y menores ingresos por **US\$ 5 millones** por actualización financiera de la CINIIF 12, (v) menores ingresos en **Edesur** por **US\$ 8 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US\$ 4 millones** y menores intereses cobrados por mora de clientes por **US\$ 4 millones**, (vi) menores ingresos en **Central Dock Sud** por **US\$ 12 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US\$ 5 millones** y menores intereses provenientes de depósitos financieros por **US\$ 7 millones**, y (vii) menores ingresos en **Enel Generación Chocón** por **US\$ 26 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US\$ 7 millones** y menores intereses por colocaciones financieras por **US\$ 19 millones**.

Durante el **segundo trimestre de 2020**, los **ingresos financieros disminuyeron por US\$ 94 millones**, principalmente explicados por: (i) **US\$ 53 millones** de menores ingresos en el **Grupo Enel Brasil**, de los cuales **US\$ 46 millones** se explican por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y (ii) menores ingresos por **US\$ 43 millones** en nuestras filiales en Argentina, de los cuales **US\$ 14 millones** corresponden a efectos de conversión.

- **Menores gastos financieros por US\$ 328 millones** principalmente atribuibles a: (i) menores gastos por **US\$ 38 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por menores gastos por actualizaciones contingencias civiles y laborales por **US\$ 16 millones**, y por efectos de la devaluación del real brasileño por **US\$ 22 millones**; (ii) menores gastos financieros en **Enel Brasil** de **US\$ 137 millones**, relacionados a la deuda con Enel Finance International por **US\$ 133 millones** y por efectos de conversión de **US\$ 4 millones**, debido a la devaluación del real brasileño; (iii) menores gastos en **Enel Distribución Río** por **US\$ 28 millones**, principalmente menores gastos por deuda bancarias y provisiones de litigios por **US\$ 17 millones** y por efectos de conversión de **US\$ 11 millones**, debido a la devaluación del real brasileño, (iv) menores gastos en **Enel Distribución Goias** por **US\$ 11 millones**, principalmente menores gastos por deuda bancarias y litigios por **US\$ 2 millones** y por efectos de conversión de **US\$ 9 millones**, debido a la devaluación del

real brasileño respecto mismo período del año anterior, **(v)** menores gastos en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 14 millones**, principalmente menores gastos por deuda bancarias por **US\$ 9 millones** y por efectos de conversión de **US\$ 5 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto mismo período del año anterior, **(vi)** menores gastos en **Enel Generación Fortaleza** por **US\$ 6 millones**, por menores gastos por deudas bancarias, **(vi)** menores gastos en **Enel Generación Costanera** por **US\$ 13 millones**, fundamentalmente por **US\$ 4 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y por **US\$ 9 millones**, de menores gastos por deuda con Cammesa; **(vii)** menores gastos en **Edesur** por **US\$ 55 millones**, fundamentalmente por **US\$ 34 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y por **US\$ 21 millones**, de menores gastos por actualizaciones de multas y deuda con Cammesa, **(viii)** menores gastos en **Emgesa** por **US\$ 12 millones**, por menores gastos por deuda bancaria por **US\$ 6 millones** y efectos de conversión por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 6 millones**, y **(ix)** menores gastos en **Codensa** por **US\$ 6 millones**, principalmente por deuda financiera por **US\$ 2 millones** y efectos de conversión del peso colombiano por **US\$ 4 millones**.

Durante el **segundo trimestre de 2020**, los gastos financieros disminuyeron por **US\$ 172 millones** principalmente atribuibles a: **(i)** **US\$ 137 millones** de menores gastos en el Grupo Enel Brasil, de los cuales **US\$ 108 millones** se explican por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense y, **(ii)** menores gastos por **US\$ 34 millones** en nuestras subsidiarias en Argentina, de las cuales **US\$ 27 millones** corresponde a diferencias de conversión.

- **Menores resultados positivos por diferencias de cambio** por **US\$ 54 millones**, respecto del mismo período del año anterior, debido principalmente a: **(i)** diferencias de cambio negativas de **US\$ 31 millones** en **Enel Brasil** por cuentas a pagar en moneda extranjera, y **(ii)** diferencias de cambio negativas por **US\$ 22 millones** relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina, de los cuales **US\$ 8 millones** corresponden a **Enel Generación el Chocón** y **US\$ 14 millones** corresponden a **Enel Generación Costanera**, que incluyen efectos de conversión por devaluación del peso argentino por **US\$ 15 millones**.

Durante el **segundo trimestre de 2020**, las diferencias de cambio presentaron **mayores resultados positivos por US\$ 21 millones** principalmente atribuibles a: **(i)** **US\$ 13 millones** de mayores ingresos en el Grupo Ene Brasil, y **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 5 millones** en nuestras filiales colombianas.

- **Los resultados por reajustes disminuyeron en US\$ 50 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre.

Durante el **segundo trimestre de 2020**, los resultados por reajustes disminuyeron en **US\$ 44 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias en Argentina.

Impuesto a las Ganancias

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó los **US\$ 254 millones**, en términos acumulados al 30 de junio de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 120 millones** respecto de igual período del año anterior, principalmente por: (i) menores gastos en **Enel Brasil** por **US\$ 38 millones**, principalmente por registro de impuestos diferidos de activos por diferencias de cambio negativa de deuda en moneda extranjera, (ii) menores gastos en **Enel Generación Fortaleza** por **US\$ 18 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros respecto de igual período del año anterior, (iii) menores gastos en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 21 millones**, explicado por menores resultados financieros, (iv) menores gastos en **Enel distribución sao Paulo** por **US\$ 7 millones**, debido a menores resultados financieros respecto de igual período anterior, (v) menores gastos en **Edesur** por **US\$ 28 millones**, principalmente por menores resultados financieros producto de los activos y pasivos regulatorios registrados como utilidad en 2019, (vi) **Enel Generación Perú** por **US\$ 14 millones**, principalmente por provisión de contingencia legal con Electroperú, (vii) menores gastos en **Enel Distribución Perú** por **US\$ 5 millones**, debido a menores resultados financieros, (viii) menores gastos en **Codensa** por **US\$ 13 millones**, debido a beneficio fiscal medioambiental e innovación, y (ix) menores gastos en **Emgesa** por **US\$ 6 millones**, debido a menores resultados financieros.

Lo anterior parcialmente compensado por mayores gastos por impuestos en (i) **Central Dock Sud** por **US\$ 15 millones**, explicado principalmente por un menor beneficio fiscal originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales que se registró en 2019, y (ii) mayores impuestos en **Enel Generación Costanera** por **US\$ 21 millones** por ingreso al revalúo impositivo en 2019.

El **segundo trimestre de 2020**, el **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó los **US\$ 132 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 86 millones** respecto de igual período trimestral del año anterior, principalmente por: (i) menores gastos en **Enel Brasil** por **US\$ 6 millones**, principalmente por menores resultados financieros, (ii) menores gastos en **EGP Cachoeira Dourada** por **US\$ 6 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros respecto de igual período del año anterior, (iii) menores gastos en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 24 millones**, debido a menores resultados financieros respecto de igual período del año anterior, (iv) menores gastos en **Edesur** por **US\$ 26 millones**, principalmente por menores resultados financieros producto de los activos y pasivos regulatorios registrados como utilidad en 2do trimestre 2019, (v) menores gastos en **Enel Generación Perú** por **US\$ 3 millones**, principalmente menores resultados financieros, (vi) menores gastos en **Enel Distribución Perú** por **US\$ 2 millones**, debido a menores resultados financieros, (vii) menores gastos en **Codensa** por **US\$ 12 millones**, debido a beneficio fiscal medioambiental e innovación, y (viii) menores gastos en **Emgesa** por **US\$ 8 millones**, por menores resultados financieros.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	jun-20	dic-19	Variación	Var %
Activos Corrientes	5.593	6.581	(988)	(15,0%)
Activos No Corrientes	19.401	23.195	(3.794)	(16,4%)
Total Activos	24.994	29.776	(4.782)	(16,1%)

El total de activos de Enel Américas al 30 de junio de 2020 disminuyó en **US\$ 4.782 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2019, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan una disminución de **US\$ 988 millones**, equivalente a un 15%, principalmente explicado por:
 - **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 534 millones**, compuesto principalmente por: (i) **Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 571 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros, (ii) **salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US\$ 193 millones**, que corresponden a: obtención de financiamiento por **US\$ 1.217 millones**, correspondientes a créditos bancarios y **US\$ 150 millones** por préstamo de Enel Finance International (EFI) a Enel Américas. Lo anterior fue parcialmente compensado por pagos de préstamos por **US\$ 390 millones**, que incluye **US\$ 249 millones** de créditos bancarios, **US\$ 113 millones** de bonos y **US\$ 28 millones** de otras fuentes de financiamiento, pago de dividendos por **US\$ 939 millones**, pago de intereses por **US\$ 176 millones**, pagos de pasivos por arrendamientos financieros de **US\$ 52 millones** y otras salidas de efectivo por **US\$ 3 millones**, (iii) **salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 717 millones**, que corresponden a: desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 407 millones**, pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$ 339 millones** e inversiones a más de 90 días por **US\$ 57 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: Intereses recibidos por **US\$ 25 millones** y rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 43 millones**, y **US\$ 18 millones** de cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros, y (iv) **disminución de US\$ 195 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo. **Aumento de Otros activos financieros Corrientes** por **US\$ 140 millones**, corresponden principalmente a colocaciones a más de 90 días, según el siguiente detalle: (i) **Enel Distribución Río** por **US\$ 52 millones**, (ii) **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 59 millones**, y (iii) en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 32 millones**.
 - **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes** por **US\$ 580 millones**, que se explica principalmente en algunas de nuestras filiales brasileñas producto de los efectos de la devaluación del real respecto al dólar estadounidense, como sigue: (i) **Enel Distribución Río** por **US\$**

140 millones, (ii) Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 300 millones, (iii) Enel Distribución Goiás por US\$ 111 millones, (iv) Enel Distribución Ceará por US\$ 125 millones. Compensado con un aumento de mayores cuentas a cobrar por un monto de **US\$ 96 millones**.

➤ **Disminución de los Activos No Corrientes por US\$ 3.794 millones**, equivalente a un **16,4%**, principalmente por:

- **Disminución de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 676 millones**, principalmente explicado por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por las cuentas a cobrar en las sociedades de distribución en Brasil por la aplicación de la CINIIF 12, por **US\$ 795 millones**, compensado con aumento de cuentas por cobrar en las sociedades de distribución en Brasil por **US\$ 119 millones**.
- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 303 millones**, que se explica principalmente por el reconocimiento de impuestos por recuperar en **Enel Distribución Sao Paulo US\$ 421 millones y Enel Distribución Ceará por US\$ 2 millones**, como consecuencia de una sentencia definitiva de los tribunales de justicia en Brasil, que otorgó el derecho a nuestras filiales de recuperar impuestos que, siguiendo la interpretación general de la respectiva legislación, fueron pagados en exceso en el pasado (PIS/COFINS). El punto en cuestión es que la base de determinación de estos impuestos incluía el impuesto ICMS, situación que ahora se ha resuelto que no procedía.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue también repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido por las Compañías en estos procesos judiciales. (ver página N° 40 y 41 de este mismo documento explicación de aumento de otras cuentas por pagar no corrientes).

Los montos antes indicados fueron compensados parcialmente por los efectos de la devaluación de las monedas respecto al dólar estadounidense de las distribuidoras de Brasil por **US\$ 701 millones**.

Adicionalmente se evidenció una disminución de impuestos por recuperar en **Enel Generación Fortaleza por US\$ 17 millones**, incluye efectos de conversión por **US\$ 6 millones**

- **Disminución Activos Intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 1.408 millones** compuesto principalmente por (i) disminución por **US\$ 1.407 millones** en los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, (ii) depreciación y pérdidas por deterioro por **US\$ 200 millones**, (iii) otras disminuciones por **US\$ 53 millones**, principalmente por traspasos a activos financieros la variación de compañía a recuperar al término de la concesión. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento de **US\$ 252 millones** por nuevas inversiones.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



- **Disminución de Plusvalía por US\$ 257 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.
- **Disminución de Propiedades, plantas y equipos por US\$ 866 millones** compuesto principalmente por **(i) disminución por US\$ 1.036 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, **(ii) depreciación y pérdidas de deterioro por US\$ 216 millones**, y **(iii) otras disminuciones por US\$ 64 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por **(i) aumento de US\$ 241 millones** por nuevas inversiones, y **(ii) otros incrementos de US\$ 209 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas.
- **Disminución de Activos por Impuestos Diferidos por US\$ 260 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	jun-20	dic-19	Variación	Var %
Pasivo Corriente	6.564	6.736	(172)	(2,6%)
Pasivo No Corriente	8.566	10.794	(2.228)	(20,6%)
Patrimonio Total	9.864	12.246	(2.382)	(19,5%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	7.876	9.966	(2.090)	(21,0%)
Participaciones no controladoras	1.988	2.280	(292)	(12,8%)
Total patrimonio y Pasivos	24.994	29.776	(4.782)	(16,1%)

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de junio de 2020 disminuyeron en **US\$ 4.782 millones** respecto de diciembre 2019, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes disminuyen en US\$ 172 millones**, explicado principalmente por:
 - **Aumento de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 1.024 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por: (i) aumento de **US\$ 380 millones** en **Enel Américas** por nuevo préstamo con institución financiera por **US\$ 480 millones** compensado con cancelación por **US\$ 100 millones**, (ii) aumento de **US\$ 65 millones** en **Enel Distribución Goiás** principalmente por traspasos de deuda desde largo plazo por **US\$ 162 millones**, efectos tipos de cambio por **US\$ 66 millones**, compensado por **US\$ 107 millones** que corresponden a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y amortización de préstamo neto de sus captaciones por **US\$ 56 millones**, (iii) aumento en **Enel Distribución Rio de** **US\$ 80 millones**, principalmente por traspasos de deuda desde largo plazo por **US\$ 101 millones**, nuevo préstamo por **US\$ 25 millones** neto de sus pagos, intereses devengados y tipo de cambio por **US\$ 27 millones**, compensado por **US\$ 73 millones** relacionados a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, (iv) aumento en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 96 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US\$ 95 millones** netos de sus pagos e intereses devengados, más efectos tipo de cambio por **US\$ 38 millones**, compensado por **US\$ 37 millones** de efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, (v) aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 111 millones**, principalmente por captación de préstamos neto de sus pagos por **US\$ 132 millones**, intereses devengados y tipos de cambio por **US\$ 11 millones**, compensado por **US\$ 32 millones** por la conversión de la devaluación del real brasileño, (vi) aumento en **Emgesa** por **US\$ 110 millones**, principalmente por traspaso desde largo plazo de bonos por **US\$ 124 millones**, neto de sus pagos compensado por **US\$ 14 millones** por efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense, (vii) aumento en **Codensa** por **US\$ 75 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US\$ 85 millones** netos de sus pagos, compensado por **US\$ 10 millones** de efectos de conversión por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense, (viii) aumento en **Enel Perú** por **US\$ 102 millones** por nuevo préstamo con BBVA.

- **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 825 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por: disminución en (i) **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 226 millones**, correspondiente a **US\$ 300 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, compensado por **US\$ 74 millones**, que corresponden a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores neto de sus provisiones y traspasos desde largo plazo, (ii) en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 102 millones**, que incluye **US\$ 108 millones** de efectos de conversión por la devaluación del real, la diferencia corresponde a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores neto de sus provisiones y traspaso desde largo plazo, (iii) en **Enel Distribución Rio** por **US\$ 101 millones**, principalmente por **US\$ 103 millones** de conversión por la devaluación del real, la diferencia corresponde a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores neto de sus provisiones y traspaso desde largo plazo, (iv) en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 93 millones**, que incluye **US\$ 103 millones** de conversión por la devaluación del real, la diferencia corresponde a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores neto de sus provisiones y traspaso desde largo plazo, (v) en **EGP Cachoeira Dourada** por **US\$ 54 millones**, debido principalmente a los efectos de conversión producto de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense, (vi) en **Enel Generación Perú** por **US\$ 14 millones** por menores cuentas a pagar de proveedores, (vii) en **Enel Distribución Perú** por **US\$ 52 millones**, por menores cuentas a pagar de proveedores y (viii) en **Enel Américas** por **US\$ 183 millones**, principalmente por pago de dividendos a terceros.
- **Disminución Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 109 millones**, principalmente por pago de dividendos a **Enel SpA** por **US\$ 277 millones**, parcialmente compensado por préstamo obtenido por **Enel Américas de Enel Finance Internacional (EFI)** por **US\$ 150 millones**. La diferencia corresponde a las diferencias de conversión producto de la devaluación de las monedas respecto del dólar estadounidense.
- **Disminución Otras provisiones corrientes por US\$ 51 millones** principalmente por la filial **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 49 millones**, de los cuales **US\$ 37 millones** son por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US\$ 12 millones** por pago provisiones laborales y civiles.
- **Disminución Pasivos por Impuestos Corrientes por US\$ 141 millones** principalmente por la liquidación del impuesto Renta Abril 2020 por el año tributario 2019.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 37 millones** explicado por disminución en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 66 millones**, de los cuales **US\$ 26 millones** son por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, la diferencia de **US\$ 40 millones** corresponden a pagos de impuestos PIS/COFINS e ICMS. Lo anterior parcialmente compensado por (i) Aumento en **Enel Generación Chocón** por **US\$ 12 millones**, de los cuales **US\$ 3 millones** son por la devaluación del peso argentino, compensado por **US\$ 15 millones** de mayores impuestos crédito fiscal por pagar y (ii) aumento en **Central Dock Sud** por **US\$ 13 millones**, por mayores impuestos crédito fiscal por pagar.
- **Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en US\$ 2.228 millones**, equivalente a un **20,6%**, de variación explicado principalmente por:
 - **Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 1.110 millones**, principalmente explicado por (i) disminución en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 234 millones**, principalmente por el efecto de conversión de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, (ii) disminución en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 178 millones**, explicado por **US\$ 162 millones**, por traspasos al corto plazo de préstamos bancarios y **US\$ 71 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño, compensado por nuevas captaciones y efectos de tipo de cambio por **US\$ 55 millones**, (iii) disminución en **Enel Distribución Río** por **US\$ 191 millones**, que incluye **US\$ 138 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño y por **US\$ 101 millones** por traspaso al corto plazo de préstamos bancarios compensado con mayores efectos de tipo de cambio por **US\$ 48 millones**, (iv) disminución en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 116 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, (v) disminución **Enel Green Power Volta Grande** por **US\$ 45 millones** principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, (vi) disminución en **Emgesa** por **US\$ 297 millones**, principalmente por traspaso de deuda por bonos al corto plazo por **US\$ 199 millones** y por **US\$ 98 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y (vii) disminución en **Codensa** por **US\$ 22 millones**, fundamentalmente por **US\$ 73 millones** por efecto de la devaluación del peso colombiano, compensado por obtención nuevo préstamos bancario por **US\$ 51 millones**.
 - **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 303 millones**, que se explica por (i) disminución en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 14 millones**, corresponde a traspasos al corto plazo de pasivos regulatorios neto de aumento de sus cuentas a pagar, (ii) disminución en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 92 millones**, que incluye **US\$ 72 millones** por efecto de la devaluación del real brasileño, la diferencia de **US\$ 20 millones** corresponde a traspaso de pasivos regulatorios al corto plazo neto de aumento de sus cuentas a pagar y (iii) disminución en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 92 millones** (neto de reconocimiento impuesto PIS/COFINS), corresponde a traspasos al corto plazo de pasivos regulatorios neto de aumento de sus cuentas a pagar.

Adicionalmente por el reconocimiento de nuevos pasivos en **Enel Distribución Sao Paulo US\$ 421 millones** y **Enel Distribución Ceará por US\$ 2 millones**, los cuales representan montos que nuestras filiales deberán devolver a sus clientes en la medida que recuperen ciertos impuestos que se ´pagaron en exceso en el pasado, netos de cualquier costo incurrido por las compañías en los procesos judiciales asociados a este asunto (ver página N° 36 de este mismo documento en Aumento de Otros Activos no financieros no corrientes).

Los montos antes indicados fueron compensados parcialmente por los efectos de la devaluación de las monedas respecto al dólar estadounidense por **US\$ 517 millones**, respecto de sus saldos acumulados al 31 de diciembre de 2019. (**US\$ 280 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, y **US\$ 81 millones** en **Enel Distribución Ceará**).

- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 233 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, como sigue: (i) **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 83 millones**, (ii) en **Enel Distribución Goiás por US\$ 76 millones**, (iii) en **Enel Distribución Río por US\$ 41 millones**, (iv) en **Enel Distribución Ceará por US\$ 12 millones**, y (v) en **Enel Generación Perú por US\$ 21 millones**, por menores provisiones de desmantelamiento.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US\$ 512 millones**, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, como sigue, entre otros: en (i) **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 451 millones**, que incluye **US\$ 63 millones**, por actualización IAS 19 a junio 2020, (ii) **Enel Distribución Rio por US\$ 23 millones**, (iii) **Enel Distribución Goiás por US\$ 14 millones**, (iv) **Enel Distribución Ceará por US\$ 6 millones**, (v) **Codensa por US\$ 14 millones**, y (vi) **Emgesa por US\$ 4 millones**
- **El Patrimonio Total disminuyó en US\$ 2.382 millones**, explicado por:

El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en US\$ 2.090 millones principalmente por (i) aumento por utilidad del período por **US\$ 297 millones**, (ii) disminución de otras reservas por **US\$ 2.087 millones**, principalmente por diferencias de conversión por **US\$ 2.191 millones** compensado aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina por **US\$ 104 millones**, (iii) disminución de **US\$ 323 millones** por el pago de dividendos y (iv) aumento reservas por la aplicación de la NIC 19 “ Beneficios a los empleados”, debido al registro de pérdidas actuariales por **US\$ 23 millones**.

Las participaciones no controladoras disminuyeron en **US\$ 292 millones** y se explican principalmente por (i) aumento de utilidad del período por **US\$ 179 millones**, (ii) aumento de otras reservas varias por **US\$ 60 millones** por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina, compensado con (iii) disminución de **US\$ 260 millones** por el pago de dividendos y (iv) disminución de **US\$ 271 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador Financiero		Unidad	jun-20	dic-19	jun-19	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,85	0,98		(0,12)	(12,8%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,79	0,92		(0,13)	(14,4%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(971)	(155)		(816)	527,7%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,53	1,43		0,1	7,2%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	43,4%	38,4%		5,0	12,9%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	56,6%	61,6%		(5,0)	(8,1%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	5,13		4,60	0,53	11,6%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	15,8%		20,3%	(4,5)	(22,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	15,3%		19,2%	(3,9)	(20,2%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	6,6%		6,8%	(0,2)	(2,3%)

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.

(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.

(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.

(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.

(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.

(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del atribuido a los propietarios de la controladora por 12 meses móviles al 30 de junio y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período.

(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total 12 meses móviles al 30 de junio y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

-La **liquidez corriente** al 30 de junio de 2020 alcanzó **0,85 veces**, presentando una disminución de **12,8%** con respecto a diciembre 2019, explicado principalmente por aumento de deuda financiera corriente, principalmente por nuevas deudas y traspasos de desde largo al corto plazo, más la disminución del efectivo y efectivo equivalente.

-La **razón ácida** al 30 de junio de 2020 alcanzó **0,79 veces**, presentando una disminución de **14,4%** con respecto al 31 de diciembre de 2019, también explicado por aumento de deuda financiera corriente, principalmente por nuevas deudas y traspasos de desde largo al corto plazo, más la disminución del efectivo y efectivo equivalente.

-El **capital de trabajo** al 30 de junio de 2020 corresponde a **(-US\$ 971 millones)**, que refleja un aumento respecto al 31 de diciembre de 2019 donde alcanzó **(-US\$ 155 millones)**, explicado principalmente por aumento de deuda financiera corriente, principalmente por nuevas deudas y traspasos de desde largo al corto plazo, más la disminución del efectivo y efectivo equivalente.

-La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,53 veces** al 30 de junio de 2020, aumento de un **7,2%** respecto del 31 de diciembre de 2019, explicado por menor Patrimonio Dominante, principalmente por efectos de conversión de las distintas monedas en relación al dólar estadounidense.

-La **cobertura de costos financieros por el período terminado al 30 de junio de 2020** fue de **5,13 veces**, lo cual representa un aumento **11,6%** comparado con el mismo período del año anterior, debido a un mejor resultado financiero respecto de igual período del año anterior.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un **15,8%** al 30 de junio de 2020.

-La rentabilidad **del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un **15,3%**, lo que representa una disminución de un **20,2%**, producto de una disminución en el resultado de la sociedad dominante de los últimos 12 meses móviles respecto al período anterior.

-La **rentabilidad de los activos** fue de un **6,6%** al **30 de junio de 2020**, lo que representa una disminución de un **2,3%**, producto de una disminución en el resultado total de los últimos 12 meses móviles respecto al periodo anterior.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El **flujo de efectivo neto del período** fue negativo al **30 de junio de 2020** por **US\$ 339 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 156 millones** con respecto al mismo 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 junio 2019, se describen a continuación:

FLUJO DE EFECTIVO (en millones de US\$)	jun-20	jun-19	Variación	Var %
Flujo de la Operación	571	609	(38)	(6,2%)
Flujo de Inversión	(717)	(776)	59	(7,6%)
Flujo de Financiamiento	(193)	(328)	135	(41,2%)
Flujo neto del período	(339)	(495)	156	(31,5%)

Los **flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación** alcanzaron **US\$ 571 millones** a junio de 2020, representando una disminución del **6,2%** con respecto a junio del año anterior. La variación se explica por una disminución neta en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en (i) menores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **US\$ 1.874 millones**, (ii) menores otros cobros por actividades de operación por **US\$ 16 millones**, (iii) mayores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por **US\$ 7 millones**, y (iv) menores cobros procedentes de regalías y comisiones por **US\$ 2 millones**. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las **Clases de pagos en efectivo procedentes de operación**, principalmente en: (i) menores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **US\$ 709 millones**, (ii) menores pagos a y por cuenta de los empleados por **US\$ 103 millones**, (iii) menores otros pagos por actividades de operación por **US\$ 992 millones**, (iv) menores otras salidas de efectivo por **US\$ 34 millones**, y (v) menores pagos de impuesto a las ganancias **US\$ 9 millones**.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión** generaron una salida neta por **US\$ 717 millones** a junio de 2020, que se explica principalmente por: (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 407 millones**, (ii) incorporación de activos intangibles por **US\$ 339 millones** y (iii) inversiones a más de 90 días por **US\$ 57 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por **US\$ 25 millones**, (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 43 millones**, (iii) **US\$ 18 millones** de cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.

Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron una salida neta por **US\$ 193 millones** a junio de 2020, originados

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE JUNIO DE 2020



principalmente por la (i) obtención de financiamientos por **US\$ 1.217 millones**, que corresponden a créditos bancarios y **US\$ 150 millones** por préstamo de Enel Finance International (EFI) a Enel Américas. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) pagos de préstamos por **US\$ 390 millones**, que incluye **US\$ 249 millones** de créditos bancarios, **US\$ 113 millones** de bonos y **US\$ 28 millones** de otras fuentes de financiamiento, (ii) pago de dividendos por **US\$ 939 millones**, (iii) pago de intereses por **US\$ 176 millones**, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US\$ 52 millones**, y (v) Otras salidas de efectivo por **US\$ 3 millones**.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a junio de 2020 y 2019.

Empresa	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
	jun-20	jun-19	Var %	jun-20	jun-19	Var %
Enel Generación Chocon S.A.	-	-	0,0%	7	8	(9,1%)
Enel Generación Costanera S.A.	-	2	(100,0%)	22	20	9,8%
Emgesa S.A.E.S.P.	53	51	4,6%	32	37	(12,5%)
Enel Generación Perú S.A.	23	25	(6,5%)	24	27	(12,6%)
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	81	70	16,1%	34	41	(16,8%)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	-	2	(100,0%)	3	3	(13,4%)
Enel Distribución Fortaleza	8	2	287,0%	6	7	(18,7%)
Enel Cien S.A.	-	-	0,0%	5	7	(30,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	90	108	(16,9%)	82	101	(18,6%)
Edesur S.A.	49	114	(57,3%)	27	28	(1,9%)
Enel Distribución Perú S.A.	80	85	(5,8%)	30	27	10,1%
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	80	77	3,7%	40	57	(29,9%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	87	82	5,9%	28	32	(12,0%)
Codensa S.A.	184	160	14,7%	60	60	0,3%
Enel Trading Argentina S.R.L.	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Central Dock Sud S.A.	2	21	(91,5%)	16	16	(0,9%)
Enel Generación Piura S.A.	6	1	450,8%	5	7	(22,2%)
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	4	2	78,8%	6	2	178,2%
Total	746	802	(6,9%)	427	480	(11,0%)

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

II. 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.

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.

1.1 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:

Posición bruta:

	30/06/2020	31/12/2019
	%	%
Tasa de interés fijo	35%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

1.2 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.

Durante el primer semestre de 2020, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

1.3 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 Junio de 2020 no existen operaciones vigentes con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de Diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5,28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del primer semestre de 2020.

1.4 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 21 y 24).

Al 30 de junio de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.405.262 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 38.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

1.5 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.

Cabe señalar que los escenarios macroeconómicos a la baja debido al efecto COVID-19 no han tenido un impacto significativo en la calidad de las cuentas por cobrar comerciales. En particular, los resultados de análisis internos específicos han demostrado que no existe una correlación estadística entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y el deterioro de la calidad crediticia de las contrapartes.

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).

1.6 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 MUS\$ 268.000.

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.

III. 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.e 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.