

ANÁLISIS RAZONADO ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

(Cifras expresadas en millones de US\$)

- Los ingresos acumulados a diciembre 2020 mostraron una caída de 14,8% comparado con el ejercicio 2019, llegando a US\$ 12.193 millones, explicado por menores ingresos en los cuatro países en que operamos. En términos trimestrales, si comparamos el 4° trimestre de 2020 con el 4° trimestre de 2019, vemos una caída de 1,8%, llegando a US\$ 3.672 millones.
- El EBITDA cayó en un 21,1% en términos acumulados alcanzando los US\$ 3.154 millones. Esto se explica principalmente por una caída en Argentina debido a que el año pasado hubo un reconocimiento extraordinario de US\$ 203 millones, producto del acuerdo suscrito entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes. A esto se suma un impacto negativo de US\$ 745 millones producto de la devaluación de las monedas en los 4 países, que afectó en especial el resultado de Brasil, y una reducción de la demanda producto de COVID-19. Esto fue parcialmente compensado por menores gastos de personal por US\$ 89 millones en Enel Distribución Sao Paulo, explicados por una reducción del pasivo por pensiones por una migración voluntaria de empleados a un plan de contribución definida. Sin los efectos extraordinarios de 2019 y 2020 y aislando el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese aumentado un 0,6%.

En términos trimestrales, vemos una caída de 6,4% llegando a un EBITDA de US\$ 957 millones, explicado principalmente por un menor desempeño en Argentina y la devaluación de las monedas en los 4 países. Esto fue parcialmente compensado por el mencionado impacto en el pasivo por pensiones de Enel Distribución Sao Paulo. Aislando el efecto tipo de cambio y el impacto positivo del fondo de pensiones el EBITDA, hubiese aumentado un 9,3% en el trimestre.

País	EBITDA (en millones de US\$)					
	Acumulado			Trimestral		
	dic-20	dic-19	Var %	4T2020	4T2019	Var %
Argentina	186	552	(66,3%)	48	121	(60,6%)
Brasil	1.339	1.644	(18,6%)	510	452	12,8%
Colombia	1.180	1.267	(6,9%)	289	308	(6,5%)
Perú	476	561	(15,2%)	118	150	(21,1%)
Enel Américas (*)	3.154	3.994	(21,1%)	957	1.023	(6,4%)

(*): Incluye Holding y Eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) cayó en 25,9% acumulado a diciembre y aumentó en un 10,0% a nivel trimestral, llegando a US\$ 2.053 millones y US\$ 670 millones, respectivamente. A nivel acumulado, el menor resultado se explica por el menor EBITDA, mientras que a nivel trimestral esto fue compensado por menor depreciación y amortización.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante a nivel acumulado llegó a US\$ 825 millones, un 48,9% menos que en 2019. A nivel trimestral la caída fue de 57,3%. En ambos casos se explica por el menor resultado a nivel de EBITDA, parcialmente compensado por un mejor resultado financiero. A nivel trimestral cabe destacar que en 2019 hubo un efecto extraordinario positivo de US\$ 553 millones por impuestos diferidos producto de la fusión de Enel Distribución Sao Paulo con Enel Sudeste
- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 4.226 millones, un 3,2% más que al cierre de 2019, explicado principalmente por una mayor deuda en Enel Distribución Sao Paulo y en Codensa, junto a una disminución en la caja de Enel Américas Holding, lo cual fue parcialmente compensado por disminuciones en la deuda neta de Enel Distribución Goiás, Emgesa y Enel Distribución Río, principalmente. La devaluación de las monedas tuvo un impacto negativo de US\$ 814 millones.
- El CAPEX del año ascendió a US\$ 1.423 millones, un 13,6% menos que el año anterior debido al efecto de la devaluación de las monedas. Aislado este efecto, el CAPEX aumentó en US\$ 128 millones, explicado principalmente a mayores inversiones en las distribuidoras de Brasil, especialmente Goias y Ceará.

El CAPEX del trimestre llegó a US\$ 442 millones, un 22,4% menos que el 4to trimestre de 2019. Aislado el efecto tipo de cambio, el CAPEX cayó un 3,5%, o US\$ 20 millones, explicado principalmente por menores inversiones en Emgesa y en Enel Distribución Río.

- En cuanto a la situación actual derivada del COVID-19, en el cuarto trimestre vimos una recuperación en términos de demanda en relación al trimestre anterior y el nivel de cobrabilidad se mantuvo en rangos de un año normal. El efecto atribuible a COVID en este trimestre fue de US\$ 101 millones a nivel de EBITDA considerando tanto el negocio de distribución como el de generación. Nuestra Compañía sigue haciendo sus mejores esfuerzos para mantener sus operaciones, proteger a sus trabajadores y ayudar a la comunidad con diversas medidas solidarias.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

El negocio de generación mostró una caída en EBITDA de 13,5% comparado con el año anterior, llegando a US\$ 1.383 millones. Esto se explica por un menor desempeño en Argentina y Perú, sumado a la devaluación de las monedas en los cuatro países que tuvo un impacto negativo de US\$ 232 millones. Sin este efecto, el EBITDA hubiese aumentado un 0,6% respecto al año anterior.

En términos trimestrales, el EBITDA del 4to trimestre fue de US\$ 388 millones, un 5,5% menos que igual período de 2019, debido principalmente a un peor desempeño en Argentina y Perú y al efecto tipo de cambio. Sin este último efecto, el EBITDA hubiese aumentado un 12,2%.

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-20	dic-19	Var %	4T2020	4T2019	Var %
Total Ventas (GWh)	66.996	72.553	(7,7%)	17.618	18.157	(3,0%)
Total Generación (GWh)	40.455	41.760	(3,1%)	10.236	10.342	(1,0%)

Distribución

En distribución, el EBITDA fue un 25,8% inferior al 2019, llegando a US\$ 1.859 millones. Esto se explica principalmente por el efecto extraordinario de US\$ 203 millones registrado el año pasado en Argentina producto del acuerdo entre Edesur y el Estado Argentino por reclamaciones pendientes, sumado a un peor desempeño en Perú. Esto fue parcialmente compensado por un mejor desempeño en términos operacionales en Colombia y el reconocimiento de una reducción del pasivo por pensiones en Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 89 millones, producto una migración voluntaria de empleados a un plan de contribución definida. El efecto tipo de cambio tuvo un impacto negativo de US\$ 521 millones a nivel consolidado y se registraron menores ventas en los 4 países. Aislado los one-off y el efecto tipo de cambio, el EBITDA hubiese caído un 0,6%.

En términos trimestrales, el EBITDA del 4to trimestre llegó a US\$ 590 millones, un 8,9% menor al 4to trimestre de 2019. Aislado el efecto tipo de cambio y el impacto en el pasivo por pensiones de Enel Distribución Sao Paulo, hubiese aumentado un 4,4%.

Al 31 de diciembre de 2020, el número de clientes consolidado mostró un aumento de 1,6% en comparación con el año anterior, mientras que las ventas físicas cayeron un 4,5% en términos acumulados, y un 0,7% en términos trimestrales.

Distribución

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	dic-20	dic-19	Var %	4T2020	4T2019	Var %
Total Ventas (GWh)	115.213	120.594	(4,5%)	30.281	30.501	(0,7%)
Número de clientes	25.639.531	25.237.624	1,6%	25.639.531	25.237.624	1,6%

RESUMEN FINANCIERO

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

• Caja y caja equivalente	US\$ 1.507 millones
• Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días	US\$ 1.529 millones
• Líneas de crédito comprometidas disponibles*	US\$ 1.218 millones

(*) Incluye dos líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas. Una de ellas por US\$ 154 millones de Enel Brasil con Enel Finance International (EFI) completamente disponible y otra por US\$ 150 millones de Enel Américas con EFI completamente utilizada.

La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2020 disminuyó hasta 4,9% desde 7,1% 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, Perú y en el Holding y a una tendencia a la baja 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 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 del Grupo Enel Américas, 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\$ 554 millones y forwards por US\$ 495 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\$ 154 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 subsidiarias 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 31 de diciembre de 2020. El 55,5% de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas y el 44,5% 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 Dock Sud 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.

El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019, por cada subsidiaria:

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)						Participación de mercado	
		Acumulado			Trimestral			(%)	
		dic-20	dic-19	Var %	4T2020	4T2019	Var %	dic-20	dic-19
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	6.518	6.210	5,0%	1.523	959	58,8%	5,1%	4,8%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.924	2.528	15,7%	535	562	(4,8%)	2,3%	2,0%
Central Dock Sud	SIN Argentina	4.461	4.238	5,3%	1.376	1.481	(7,1%)	3,5%	3,3%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	9.642	10.541	(8,5%)	2.465	2.671	(7,7%)	19,6%	19,9%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	616	658	(6,4%)	198	177	11,9%	1,3%	1,2%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	17.539	18.376	(4,6%)	4.238	4.369	(3,0%)	24,9%	25,5%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	19.660	22.890	(14,1%)	5.402	6.027	(10,4%)	4,2%	4,7%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	3.636	4.742	(23,3%)	1.333	1.194	11,6%	0,8%	1,0%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	2.000	2.370	(15,6%)	547	717	(23,7%)	0,4%	0,5%
Total		66.996	72.553	(7,7%)	17.617	18.157	(3,0%)		

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 25,6 millones de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por subsidiaria, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			dic-20	dic-19
	dic-20	dic-19	Var %	4T2020	4T2019	Var %		
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	15.888	16.798	(5,4%)	3.770	4.047	(6,8%)	18,9%	15,5%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	7.578	8.211	(7,7%)	1.994	2.062	(3,3%)	8,8%	8,2%
Enel Distribución Río S.A.	11.228	11.568	(2,9%)	3.034	2.920	3,9%	22,1%	21,0%
Enel Distribución Ceará S.A.	11.866	12.197	(2,7%)	3.290	3.269	0,6%	15,9%	13,9%
Enel Distribución Goiás S.A.	14.469	14.365	0,7%	3.886	3.710	4,7%	11,4%	11,6%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	40.350	43.148	(6,5%)	10.641	10.858	(2,0%)	10,6%	9,6%
Codensa S.A.	13.834	14.307	(3,3%)	3.666	3.635	0,9%	7,6%	7,7%
Total	115.213	120.594	(4,5%)	30.281	30.501	(0,7%)	13,0%	11,9%

Empresa	Clientes (miles) (*)			Clientes/Empleados		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	2.508	2.490	0,7%	720	709	1,6%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	1.456	1.434	1,5%	2.464	2.414	2,1%
Enel Distribución Río S.A.	2.948	2.940	0,3%	2.957	2.968	(0,4%)
Enel Distribución Ceará S.A.	4.011	3.956	1,4%	3.575	3.510	1,9%
Enel Distribución Goiás S.A.	3.207	3.114	3,0%	2.856	2.783	2,6%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	7.896	7.776	1,5%	1.350	1.130	19,5%
Codensa S.A.	3.615	3.527	2,5%	2.352	2.345	0,3%
Total	25.640	25.238	1,6%	1.744	1.529	14,1%

(*) 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 31 de diciembre de 2020 y 2019:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19	dic-20	dic-19
Generación	221	413	1.040	691	1.129	1.214	490	567	2.880	2.885	(736)	(794)	2.144	2.091
Cientes Regulados	-	-	214	127	637	669	274	306	1.125	1.102	(727)	(652)	398	450
Cientes no Regulados	-	-	350	539	353	417	189	232	892	1.188	(9)	(142)	883	1.046
Ventas de Mercado Spot	221	413	468	17	139	128	24	20	852	578	-	-	852	578
Otros Cientes	-	-	8	8	-	-	3	9	11	17	-	-	11	17
Distribución	739	1.023	5.168	6.439	761	851	843	905	7.511	9.218	-	(27)	7.511	9.191
Residenciales	361	455	3.045	3.651	455	477	473	482	4.334	5.065	-	(27)	4.334	5.038
Comerciales	254	374	1.239	1.597	181	226	87	105	1.761	2.302	-	-	1.761	2.302
Industriales	68	81	370	530	79	90	168	172	685	873	-	-	685	873
Otros Consumidores	56	113	514	661	46	58	115	146	731	978	-	-	731	978
Eliminación intercompañías de distinta Línea de n	-	-	(265)	(328)	(324)	(330)	(147)	(163)	(736)	(821)	736	821	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	960	1.436	5.943	6.802	1.566	1.735	1.186	1.309	9.655	11.282	-	-	9.655	11.282
Variación en millones de US\$ y %	(476)	33,1%	(859)	(12,6%)	(169)	(9,7%)	(123)	(9,4%)	(1.627)	(14,4%)	-	-	(1.627)	(14,4%)

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019	4T2020	4T2019
Generación	44	139	648	180	276	295	132	161	1.100	775	(189)	(208)	911	567
Cientes Regulados	-	-	49	(201)	163	168	73	95	285	62	(180)	51	105	113
Cientes no Regulados	-	-	151	382	98	104	52	59	301	545	(9)	(259)	292	286
Ventas de Mercado Spot	44	139	440	-	15	23	6	5	505	167	-	-	505	167
Otros Cientes	-	-	8	(1)	-	-	1	2	9	1	-	-	9	1
Distribución	160	282	1.507	1.656	201	208	213	229	2.081	2.375	-	(8)	2.081	2.367
Residenciales	101	117	782	977	106	114	114	127	1.103	1.335	-	(8)	1.103	1.327
Comerciales	33	94	413	460	57	53	25	32	528	639	-	-	528	639
Industriales	20	(13)	96	157	26	22	50	35	192	201	-	-	192	201
Otros Consumidores	6	84	216	62	12	19	24	35	258	200	-	-	258	200
Eliminación intercompañías de distinta Línea de n	-	-	(66)	(82)	(84)	(83)	(39)	(51)	(189)	(216)	189	216	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	204	421	2.089	1.754	393	420	306	339	2.992	2.934	-	-	2.992	2.934
Variación en millones de US\$ y %	(217)	51,5%	335	19,1%	(27)	(6,4%)	(33)	(9,7%)	58	2,0%	-	-	58	2,0%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas por el año terminado al 31 de diciembre de 2020, fue de **US\$ 825 millones**, lo que representa una disminución de un 48,9% con respecto al resultado de **US\$ 1.614 millones** registrado el año anterior. Durante el cuarto trimestre de 2020, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los **US\$ 339 millones**, presentando una disminución de **US\$ 454 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 57,3%.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	%	4T2020	4T2019	Variación	%
Ingresos	12.193	14.314	(2.121)	(14,8%)	3.672	3.738	(66)	(1,8%)
Ingresos de actividades ordinarias	11.239	13.053	(1.814)	(13,9%)	3.420	3.394	26	0,8%
Otros ingresos de explotación	954	1.261	(307)	(24,4%)	252	344	(93)	(26,9%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(7.556)	(8.541)	985	11,5%	(2.413)	(2.257)	(156)	(6,9%)
Compras de energía	(5.338)	(6.097)	759	12,5%	(1.851)	(1.574)	(277)	17,6%
Consumo de combustible	(138)	(277)	139	50,3%	(30)	(89)	58	(65,8%)
Gastos de transporte	(1.016)	(1.111)	94	8,5%	(268)	(279)	10	(3,7%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.064)	(1.056)	(8)	(0,7%)	(263)	(315)	52	(16,5%)
Margen de Contribución	4.637	5.773	(1.136)	(19,7%)	1.260	1.482	(222)	(15,0%)
Gastos de personal	(418)	(628)	210	33,5%	(41)	(147)	106	(72,2%)
Otros gastos por naturaleza	(1.065)	(1.151)	85	7,4%	(261)	(312)	51	(16,3%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	3.154	3.994	(841)	(21,1%)	957	1.023	(66)	(6,4%)
Depreciación y amortización	(858)	(948)	90	9,5%	(224)	(279)	55	(19,8%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIF 9	(242)	(279)	37	13,2%	(64)	(137)	73	(53,5%)
Resultado de Explotación (EBIT)	2.053	2.769	(716)	(25,9%)	670	609	61	10,0%
Resultado Financiero	(313)	(377)	63	16,8%	(28)	(51)	24	44,4%
Ingresos financieros	321	450	(128)	(28,5%)	140	90	50	55,9%
Gastos financieros	(768)	(1.088)	319	29,4%	(238)	(171)	(67)	39,4%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	77	124	(48)	(38,4%)	19	0	19	100,0%
Diferencia de cambio	57	137	(80)	(58,3%)	50	29	21	70,5%
Otros Resultados distintos de la operación	8	14	(6)	(43,4%)	2	14	(12)	(88,9%)
Otras Ganancias (pérdidas)	5	14	(9)	(67,1%)	1	14	(13)	(94,7%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	3	(0)	3	100,0%	(0)	0	(0)	0,0%
Resultado Antes de Impuestos	1.748	2.406	(658)	(27,4%)	642	572	70	12,3%
Impuesto sobre sociedades	(567)	(236)	(330)	(139,7%)	(210)	377	(586)	(155,7%)
Resultado después de impuestos	1.181	2.170	(989)	(45,6%)	432	948	(516)	(54,4%)
Resultado del Periodo	1.181	2.170	(989)	(45,6%)	432	948	(516)	(54,4%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	825	1.614	(789)	(48,9%)	339	792	(454)	(57,3%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	356	556	(200)	(35,9%)	94	156	(62)	(40,0%)
Utilidad por acción USD (*)	0,01085	0,02465	(0,01380)	(56,0%)	0,00445	0,01210	(0,00765)	(63,2%)

(*) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 76.086.311.036 y 65.480.640.658, respectivamente.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



EBITDA

El **EBITDA** para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 fue de **US\$ 3.154 millones**, lo que presenta una disminución de **US\$ 841 millones**, equivalente a una disminución de un 21,1%, con respecto al EBITDA de **US\$ 3.994 millones** obtenido en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019.

Durante el cuarto trimestre de 2020, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 957 millones**, presentando una disminución de **US\$ 66 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019, equivalente a un decremento de un 6,4%.

El impacto económico derivado de la disminución en la demanda debido al desaceleramiento económico producto de los efectos de COVID-19, para el ejercicio 2020 se estima que fue de **US\$ 483 millones** a nivel de EBITDA, de los cuales **US\$ 63 millones** corresponden a Argentina, **US\$ 280 millones** a Brasil, **US\$ 76 millones** a Colombia y **US\$ 64 millones** a Perú.

El impacto estimado en EBITDA para el cuarto trimestre asciende a **US\$ 101 millones**, de los cuales **US\$ 10 millones** corresponden a Argentina, **US\$ 49 millones** a Brasil, **US\$ 29 millones** a Colombia y **US\$ 13 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 POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	231	436	(206)	(47,2%)	50	153	(103)	(67,2%)
Brasil	1.106	778	328	42,2%	664	204	460	225,1%
Colombia	1.159	1.247	(88)	(7,1%)	288	301	(13)	(4,2%)
Perú	505	596	(91)	(15,3%)	139	170	(30)	(17,8%)
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	3.001	3.057	(56)	(1,8%)	1.142	827	314	38,0%
Distribución:								
Argentina	801	1.347	(546)	(40,5%)	192	319	(127)	(39,7%)
Brasil	6.735	8.154	(1.419)	(17,4%)	1.895	2.138	(242)	(11,3%)
Colombia	1.547	1.665	(118)	(7,1%)	413	436	(23)	(5,3%)
Perú	887	950	(64)	(6,7%)	232	242	(10)	(4,0%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	9.970	12.116	(2.146)	(17,7%)	2.732	3.135	(402)	(12,8%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(778)	(859)	81	(9,5%)	(202)	(224)	21	(9,6%)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	12.193	14.314	(2.121)	(14,8%)	3.672	3.738	(66)	(1,8%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(19)	(130)	111	(85,3%)	(3)	(52)	49	(94,6%)
Brasil	(781)	(419)	(363)	86,6%	(526)	(125)	(401)	320,9%
Colombia	(413)	(466)	53	(11,4%)	(107)	(124)	18	(14,2%)
Perú	(162)	(204)	42	(20,6%)	(48)	(49)	1	(1,6%)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.375)	(1.218)	(157)	12,9%	(683)	(350)	(334)	95,5%
Distribución:								
Argentina	(530)	(774)	243	(31,5%)	(108)	(205)	97	(47,2%)
Brasil	(4.938)	(5.820)	883	(15,2%)	(1.421)	(1.512)	91	(6,0%)
Colombia	(886)	(962)	76	(7,9%)	(237)	(245)	8	(3,1%)
Perú	(598)	(619)	21	(3,4%)	(160)	(160)	(1)	0,4%
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(6.952)	(8.175)	1.223	(15,0%)	(1.927)	(2.121)	194	(9,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	772	853	(81)	(9,5%)	197	214	(17)	(7,8%)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(7.556)	(8.541)	985	(11,5%)	(2.413)	(2.257)	(156)	6,9%

Continuación:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(30)	(33)	3	(10,0%)	(8)	(10)	2	(16,5%)
Brasil	(13)	(16)	3	(19,3%)	(3)	(4)	1	(17,3%)
Colombia	(29)	(29)	0	(0,7%)	(9)	(8)	(1)	13,2%
Perú	(26)	(25)	(1)	3,0%	(6)	(6)	(0)	5,1%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(97)	(104)	7	(6,5%)	(26)	(27)	1	(3,3%)
Distribución:								
Argentina	(93)	(118)	25	(21,2%)	(26)	(36)	11	(29,2%)
Brasil	(131)	(312)	181	(58,0%)	42	(62)	104	(166,6%)
Colombia	(50)	(42)	(8)	20,3%	(19)	(10)	(9)	91,6%
Perú	(25)	(27)	2	(8,0%)	(6)	(7)	0	(3,1%)
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(299)	(500)	200	(40,1%)	(10)	(115)	106	(91,7%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(25)	3	(12,3%)	(5)	(5)	(0)	4,2%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(418)	(628)	210	(33,5%)	(41)	(147)	106	(72,2%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	(41)	(28)	(13)	46,3%	(14)	(8)	(6)	79,5%
Brasil	(15)	(22)	7	(33,0%)	(5)	(5)	1	(10,9%)
Colombia	(45)	(42)	(2)	5,8%	(12)	(13)	1	(5,5%)
Perú	(45)	(44)	(1)	2,1%	(13)	(13)	(0)	3,9%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Tr:	(146)	(137)	(9)	6,7%	(44)	(38)	(5)	13,6%
Distribución:								
Argentina	(128)	(147)	19	(13,0%)	(36)	(42)	7	(15,8%)
Brasil	(579)	(639)	60	(9,3%)	(129)	(167)	38	(22,7%)
Colombia	(104)	(105)	1	(1,1%)	(28)	(28)	0	(0,4%)
Perú	(49)	(47)	(2)	4,5%	(13)	(14)	0	(1,5%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(860)	(938)	78	(8,3%)	(206)	(251)	45	(17,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(60)	(77)	17	(22,0%)	(12)	(23)	11	(48,8%)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Amér	(1.065)	(1.151)	85	(7,4%)	(261)	(312)	51	(16,3%)
Generación y Transmisión:								
Argentina	140	245	(105)	(42,8%)	25	84	(58)	(68,9%)
Brasil	297	321	(24)	(7,4%)	131	70	61	87,9%
Colombia	673	710	(37)	(5,1%)	161	155	6	3,8%
Perú	272	322	(50)	(15,4%)	72	102	(30)	(29,7%)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.383	1.598	(215)	(13,5%)	388	411	(23)	(5,5%)
Distribución:								
Argentina	50	307	(257)	(83,8%)	23	36	(13)	(35,7%)
Brasil	1.087	1.383	(295)	(21,4%)	387	397	(10)	(2,5%)
Colombia	507	557	(50)	(8,9%)	129	153	(24)	(15,6%)
Perú	215	257	(42)	(16,6%)	52	62	(11)	(16,2%)
EBITDA Segmento de Distribución	1.859	2.504	(645)	(25,8%)	590	648	(57)	(8,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(87)	(107)	20	(19,3%)	(21)	(37)	15	(42,1%)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	3.154	3.994	(841)	(21,1%)	957	1.023	(66)	(6,4%)

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Generación Costanera	61	100	(39)	(39,0%)	6	22	(16)	(72,7%)
Enel Generación El Chocón	36	58	(22)	(37,9%)	4	18	(14)	(77,8%)
Central Dock Sud	42	82	(40)	(48,8%)	14	41	(27)	(65,9%)
Enel Trading Argentina	1	4	(3)	(75,0%)	1	2	(1)	(50,0%)
Ebitda Segmento Generación Argentina	140	245	(105)	(42,8%)	25	84	(58)	(68,9%)

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestro segmento de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 140 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 105 millones** respecto del año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: Menor EBITDA de US\$ 39 millones debido principalmente a los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense y mayores costos de mantenimiento.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 101 millones**, o un **47,1%**, respecto del año anterior. La disminución se explica principalmente por: (i) menores ingresos de **US\$ 46 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; (ii) menores ingresos por ventas respecto del año anterior por **US\$ 61 millones**, producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019, aplicable a contar de 2020, que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de Cammesa; y (iii) menores ingresos por **US\$ 9 millones** de menores Contratos de Disponibilidad, acuerdo regulatorio que finalizó el año anterior. Lo anterior fue compensado parcialmente por: (i) mayores otros ingresos por **US\$ 3 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 (ii) mayores ingresos por venta por **US\$ 12 millones**, producto de mayores ventas físicas de (+308 GWh) que incluye aumento producto de la pesificación de la tarifa por **US\$ 11 millones**.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 64 millones** y se explican principalmente por: (i) menores consumos de gas por **US\$ 59 millones**, producto de aplicación Resolución N° 12/2019, antes mencionada; (ii) **US\$ 3 millones** debido a menores costos variables de Cammesa por menor actividad en el mercado; y (iii) **US\$ 2 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 2 millones**, y se explican principalmente por menores costos por **US\$ 9 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado por **US\$ 3 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales y por **US\$ 4 millones** de menores

activaciones de mano de obra respecto del año anterior, debido a menores niveles de inversión en el 2020.

- Los **otros gastos por naturaleza aumentaron** en **US\$ 4 millones**, principalmente por mayores costos de mantenimiento no programado del ciclo combinado por **US\$ 14 millones**, compensado por **US\$ 10 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.
- En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Costanera alcanzó los **US\$ 6 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 16 millones** respecto de igual trimestre del 2019. La disminución se explica principalmente por:
 - **Menores ingresos de explotación por US\$ 36 millones** que se explican por: (i) menores ingresos de **US\$ 16 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; y (ii) menores ingresos por ventas respecto del año anterior por **US\$ 21 millones**, producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019, antes mencionada. Lo anterior compensado con mayores ingresos por venta por **US\$ 1 millón** producto de mayores ventas físicas de (+564 GWh).
 - **Menores costos de explotación por US\$ 20 millones** y se explican principalmente por: (i) menores consumos de gas por **US\$ 16 millones**, producto de aplicación Resolución N° 12/2019, antes mencionada; (ii) **US\$ 3 millones** debido a menores costos variables de Cammesa por menor actividad en el mercado; y (iii) **US\$ 1 millón** producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Enel Generación El Chocón: Menor EBITDA de US\$ 22 millones principalmente por menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación disminuyeron** en **US\$ 23 millones** respecto del ejercicio 2019, principalmente por menores ingresos de conversión por **US\$ 25 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado con mayores ventas de energía por **US\$ 2 millones** (+396 GWh).
- Los **costos de explotación disminuyeron** en **US\$ 1 millón** respecto de igual período del año anterior, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.
- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del ejercicio 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto al año anterior.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Chocón alcanzó los **US\$ 4 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 14 millones**

respecto de igual trimestre del 2019, principalmente por menores ingresos de conversión por **US\$ 5 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, y menores ingresos por menores ventas físicas en el trimestre de por **US\$ 9 millones** (-27 GWh), que incorpora los efectos de la pesificación de las tarifas lo cual reduce el precio de las generadoras por **US\$ 6 millones**.

Central Dock Sud: Menor EBITDA de US\$ 40 millones principalmente producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 81 millones**, a diciembre de 2020 respecto de diciembre del año anterior, lo que se explica principalmente por: **(i) US\$ 27 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; **(ii) US\$ 55 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\$ 6 millones**, por indemnización relacionada a un siniestro en la turbina TG-09 registrado durante el primer semestre de 2019. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ventas de energía por **US\$ 7 millones (+223 GWh)**.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 44 millones** respecto de diciembre del año anterior, explicado principalmente por: **(i) menores gastos por consumo de gas por US\$ 41 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\$ 3 millones**.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto al año anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US\$ 4 millones**, principalmente por: **(i) incremento en costos de seguros por US\$ 2 millones**; y **(ii) mayores gastos de mantenimiento por US\$ 2 millones**.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestra subsidiaria Central Dock Sud alcanzó los **US\$ 14 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 27 millones** respecto de igual trimestre del 2019. Lo anterior, principalmente explicado por; **(i) efecto de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US\$ 8 millones**; **(ii) menores ventas de energía por US\$ 35 millones**, debido principalmente a los efectos de la Resolución N° 12/2019 y por menores ventas físicas (-105 GWh); y **(iii) US\$ 8 millones** de menores otros ingresos de explotación producto principalmente del siniestro de la turbina TG-09. Lo anterior compensado por menores costos de explotación por **US\$ 24 millones**, debido a disminución en el consumo de gas, por efecto de la aplicación antes mencionada.

Brasil:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
EGP Cachoeira Dourada	135	86	49	57,0%	80	16	64	400,0%
Enel Generación Fortaleza	62	114	(52)	(45,6%)	19	25	(6)	(24,0%)
EGP Volta Grande	49	60	(11)	(18,3%)	20	17	3	17,7%
Enel Cien	46	61	(15)	(24,6%)	12	12	-	0,0%
Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco	5	-	5	100,0%	-	-	-	0,0%
Ebitda Segmento Generación y Transmisión	297	321	(24)	(7,4%)	131	70	61	87,9%

El **EBITDA** de nuestro segmento de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$ 297 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 24 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a diciembre de 2020, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 49 millones principalmente por mayores ventas de energía por comercialización compensado por los efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 318 millones, o 64,3%**, a diciembre de 2020 con respecto al año anterior. El aumento se explica principalmente por: Aumento en las ventas de energía por **US\$ 568 millones**, de los cuales: **(i) US\$ 649 millones** se explican por mayor importación de energía desde Argentina y Uruguay para su comercialización a partir de octubre 2020, lo que condujo a más energía para la venta, generando un aumento en los ingresos, **(ii) compensado** parcialmente por **US\$ 81 millones** de menores ventas físicas al mercado regulado por (-3.230 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-29. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 250 millones** de menores ingresos, producto de la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 272 millones, o 68,8%**, a diciembre de 2020, principalmente explicados por: **(i) mayor compra** de energía por importación para cubrir sus obligaciones de comercialización por **US\$ 618 millones** compensado parcialmente por **US\$ 63 millones** de menores compras de energía (-3.520 GWh), por menor demanda de clientes en el mercado regulado, principalmente por efecto de COVID-19. Lo anterior compensado por: **(i) US\$ 222 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y **(ii) impacto positivo** por registro del acuerdo GSF (Generation Scaling Factor) de **US\$ 61 millones**, mediante el cual se permitió la renegociación y la distribución de los costos del riesgo hidrológico entre los operadores del sistema.
- Los **gastos de personal** disminuyen en **US\$ 1 millón**, correspondiente a efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyen en **US\$ 1 millón**, correspondiente a efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de EGP Cachoeira Dourada alcanzó los **US\$ 80 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 64 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por: **(i)** mayor venta de energía **US\$ 632 millones** por operaciones de importación de energía desde Argentina y Uruguay, generando un aumento en los ingresos, compensado parcialmente por **US\$ 22 millones** correspondiente a menores ventas físicas (-625 GWh), por una menor demanda en el mercado regulado; y **(ii)** impacto positivo por el registro del acuerdo GSF de **US\$ 61 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayor compra de energía por **US\$ 603 millones**, principalmente por mayor importación para su comercialización por **US\$ 503 millones**; y mayores compras debido a mayores precios medios de compra por **US\$ 100 millones**, lo anterior a pesar de las menores compras físicas de (-628 GWh); y **(iii)** **US\$ 4 millones** por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Enel Generación Fortaleza: Menor EBITDA de US\$ 52 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\$ 122 millones**, principalmente por: **(i)** menores ventas de energía por **US\$ 65 millones** por menor demanda (-1.106 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-19; y **(ii)** menores ingresos por los efectos de conversión por **US\$ 57 millones**, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 65 millones**, principalmente por: **(i)** menores costos por la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense por **US\$ 37 millones**; y **(ii)** reducción en compras de energía por **US\$ 24 millones (-190 GWh)**, producto de COVID-19, se explican por menores precios medios de compra; y **(iii)** menor consumo de gas por **US\$ 4 millones** efecto por la menor generación en 2020.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, principalmente por la devaluación del real brasileño en relación al dólar estadounidense.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 4 millones**, principalmente por menores costos por servicios profesionales y legales de **US\$ 3 millones** y por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US\$ 1 millón**.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de **Enel Generación Fortaleza** alcanzó los **US\$ 19 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 6 millones** respecto de igual período del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** menor efecto de conversión por **US\$ 5 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii)** menores otros ingresos por beneficio Provin de **US\$ 7 millones**, debido a menor generación; y

(iii) aumento por compra de energía principalmente por menor generación por **US\$ 18 millones**. (+587 GWh). Lo anterior parcialmente compensado por: (i) mayores ingresos por **US\$ 10 millones** debido principalmente a mayores ventas físicas del período por (+139 GWh), por aumento de la demanda; y (ii) menores consumo de gas de **US\$ 14 millones**, por efecto de la menor generación de energía.

Enel Green Power Volta Grande: Menor EBITDA de US\$ 11 millones principalmente por efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense y menores ventas de energía.

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 44 millones** y se explican fundamentalmente por: (i) menores ventas de energía por **US\$ 25 millones**, por menor operación de comercialización (-370 GWh), principalmente producto de la pandemia de COVID-19; y (ii) menores efectos de conversión por **US\$ 19 millones**, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 32 millones**, debido principalmente a menores compras de energía (-527 GWh), debido a COVID-19, por disminución en la comercialización de energía y mayor producción propia.
- Los **gastos de personal**, se mantuvieron en línea respecto al ejercicio anterior.
- Los **otros gastos por naturaleza**, disminuyeron en **US\$ 1 millón**, principalmente por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de EGP Volta Grande alcanzó los **US\$ 20 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 3 millones** respecto de igual período del año anterior, explicado principalmente por menores compras de energía (-189 GWh) por **US\$ 9 millones**, debido a menor comercialización de energía, compensado con **US\$ 6 millones** producto de los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Enel Cien S.A.: El **EBITDA** de Enel CIEN alcanzó los **US\$ 46 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 15 millones** comparado con el ejercicio 2019, explicado principalmente por el menor efecto de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de Enel CIEN alcanzó los **US\$ 12 millones**, manteniéndose en línea respecto de igual trimestre del año anterior.

Colombia:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Emgesa	673	710	(37)	(5,1%)	161	155	6	3,8%
Ebitda Segmento Generación Colombia	673	710	(37)	(5,1%)	161	155	6	3,8%

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestra subsidiaria de generación en Colombia, **Emgesa**, alcanzó los **US\$ 673 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 37 millones** con respecto a diciembre de 2019. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación de Emgesa disminuyeron en US\$ 88 millones** respecto del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: **(i)** menores ingresos por **US\$ 142 millones**, producto de la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense; **(ii)** menores ventas de gas por **US\$ 2 millones**, debido a menores consumos por COVID-19; y **(iii)** 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. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** una mejora operativa por **US\$ 56 millones**, principalmente por mejores precios medios de ventas (ocasionados por baja hidrología en 2020) por **US\$ 111 millones**, compensado con **US\$ 55 millones** por menores ventas físicas (-837 GWh), debido a menor demanda del mercado no regulado por efecto de COVID-19; y **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 5 millones** relativos a venta de certificados bonos de carbono.
- Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 53 millones** y se explica principalmente por: **(i)** un menor efecto de conversión por **US\$ 51 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano; y **(ii)** decremento en compras de energía por **US\$ 7 millones**, como consecuencia de menor precio de compra por **US\$ 27 millones**, compensado con mayores compras físicas por **US\$ 20 millones** (+320 GWh); y **(iii)** menor compra de suministro de gas por **US\$ 4 millones** principalmente por disminución de consumo de los clientes por cuarentenas obligatorias debido a COVID-19. Lo anterior parcialmente compensado por mayor gasto de transporte por **US\$ 4 millones** y otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 5 millones** principalmente por la nueva contribución del Plan Nacional de Desarrollo a entes reguladores.
- Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de diciembre de 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US\$ 2 millones**, respecto de diciembre 2019, explicado por **US\$ 8 millones** debido principalmente a contingencia por impuestos, compensado por un menor efecto de conversión por **US\$ 6 millones**.
- En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de generación en Colombia ascendió a **US\$ 161 millones** el **cuarto trimestre de 2020**, registrando un aumento de **US\$ 6 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019. Esta variación se explica fundamentalmente por: **(i)** mayores ingresos por **US\$ 5 millones** relativos a venta de

certificados bonos de carbono; **(ii)** menores compras de energía por **US\$ 16 millones**, principalmente por la disminución de los precios medios de bolsa por **US\$ 26 millones**, compensado por mayores compras físicas por **US\$ 10 millones** (+147 GWh); y **(iii)** menor costo de consumo de combustible por **US\$ 5 millones**, por disminución en la generación térmica de acuerdo a los requerimientos del sistema. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** menor efecto de conversión por **US\$ 10 millones**, debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense; **(ii)** mayores gastos de transportes por **US\$ 3 millones**; y **(iii)** mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 5 millones** principalmente por la nueva contribución del Plan Nacional de Desarrollo a entes reguladores.

Perú:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Generación Perú	211	244	(33)	(13,5%)	57	80	(23)	(28,8%)
Enel Generación Piura	30	44	(14)	(31,8%)	7	11	(4)	(36,4%)
Chinango	31	34	(3)	(8,8%)	8	11	(3)	(27,3%)
Ebitda Segmento Generación Perú	272	322	(50)	(15,4%)	72	102	(30)	(29,7%)

El **EBITDA** de nuestras subsidiarias de generación en Perú alcanzó los **US\$ 272 millones** en términos acumulados al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 50 millones** respecto del año anterior. Las principales variables que explican esta disminución, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (incluye Chinango): (menor EBITDA por US\$ 36 millones debido principalmente a los efectos de conversión del nuevo sol peruano con respecto del dólar estadounidense y menores ventas físicas).

- Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 74 millones**, respecto del año anterior. Esta disminución se explica principalmente por: **(i)** menores ventas físicas de energía por **US\$ 42 millones** (-899 GWh), principalmente debido a COVID-19; **(ii)** menores otros ingresos por **US\$ 10 millones**, por modificaciones al contrato de subcontratación; y **(iii)** menores ingresos por efectos por conversión de **US\$ 22 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 38 millones**, a diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de: **(i)** menores compras de energía por **US\$ 11 millones** (- 419 GWh), explicado por menor costo marginal y por COVID-19; **(ii)** menor consumo de gas por **US\$ 8 millones**, debido a menor producción de centrales térmicas por menor demanda; **(iii)** menores gastos de transporte y distribución de gas por reducción de niveles Take or Pay con proveedores por **US\$ 12 millones**; y **(iv)** menores costos por efectos por conversión de **US\$ 7 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.
- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del año 2019.

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

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de Enel Generación Perú (incluido Chinango) alcanzó los **US\$ 65 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 26 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** menores ingresos por modificaciones al contrato de sobrecontratación en **US\$ 12 millones**; **(ii)** menores ingresos por ventas de **US\$ 6 millones**, debido principalmente a menores ventas físicas de (-206 GWh); **(iii)** mayor consumo de combustible por **US\$ 4 millones** por mayor producción de centrales térmicas; y **(iv)** efecto de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense por **US\$ 4 millones**.

Enel Generación Piura S.A.: (menor EBITDA por US\$ 14 millones debido principalmente a menores venta de gas).

- Los **ingresos de explotación disminuyeron** en **US\$ 18 millones** en comparación con el ejercicio 2019. Esta disminución se explica por: **(i)** menores ingresos en otras ventas de **US\$ 15 millones**, debido principalmente a menores ventas de gas; y **(ii)** menores ingresos por efectos por conversión de **US\$ 3 millones** por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.
- Los **costos de explotación disminuyeron** en **US\$ 4 millones**, a diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de menor consumo de gas por **US\$ 3 millones**, debido a menor producción de centrales térmicas, explicado por menor demanda y por **US\$ 1 millón** por efectos de conversión debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.
- Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto al ejercicio 2019.
- Los **otros gastos por naturaleza** se mantienen en línea respecto al ejercicio 2019.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de **Enel Generación Piura** alcanzó los **US\$ 7 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 4 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esto se explica principalmente por menores ingresos en otras ventas de **US\$ 3 millones** debido a menores ventas de gas y por **US\$ 1 millón** por efectos de conversión debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Edesur	50	307	(257)	(83,8%)	23	36	(13)	(35,7%)
Total Segmento Distribución Argentina	50	307	(257)	(83,8%)	23	36	(13)	(35,7%)

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria de distribución en Argentina, **Empresa Distribuidora Sur (Edesur)**, alcanzó los **US\$ 50 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 257 millones** con respecto al 31 de diciembre de 2019. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados, se describen a continuación:

- Los **ingresos de explotación disminuyeron en US\$ 546 millones** a diciembre de 2020, que se explican fundamentalmente por: **(i)** menores ingresos de **US\$ 203 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; **(ii)** menores ingresos por efectos de ajustes por inflación respecto del año 2019 por **US\$ 51 millones**, por aplicación de NIC 29; y **(iii)** menores ingresos por **US\$ 324 millones**, correspondiente al efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores ventas de energía por **US\$ 14 millones**, debido a mejores precios medios de venta producto de la inflación por **US\$ 62 millones**, a pesar de las menores ventas físicas de (-910 GWh) por **US\$ 48 millones**, explicado principalmente como consecuencia de COVID-19; y **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 18 millones**, por nuevo acuerdo marco de 2020 entre el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, para destinar fondos para obras de mejoras del servicio eléctrico y estado de redes de distribución a los barrios populares del gran Buenos Aires.
- Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 243 millones**, los cuales se explican fundamentalmente por: **(i)** disminución de **US\$ 214 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; y **(ii)** disminución del costo de compras de energía por **US\$ 27 millones** producto principalmente de menores precios de compra en el mercado; y **(iii)** disminución de otros aprovisionamientos por **US\$ 10 millones**, explicado por menor gasto de alquiler de grupos electrógenos. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores gastos de transporte de **US\$ 8 millones**, por aumento de precio de servicios en línea con la inflación.
- Los **gastos de personal disminuyeron en US\$ 26 millones** esto se explica por: **(i)** menores gastos por **US\$ 38 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\$ 15 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **US\$ 27 millones** de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación en los salarios y cargas sociales.

- Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US\$ 19 millones**, y se explican principalmente por menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso argentino por **US\$ 51 millones**, compensado con mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por **US\$ 30 millones** y compra de elementos de seguridad e higiene vinculados al COVID-19 por **US\$ 2 millones**.
- En lo que respecta al **cuarto trimestre de 2020**, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó los **US\$ 23 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 13 millones** respecto de igual trimestre del año anterior. Lo anterior, principalmente explicado por: **(i)** menores ingresos por ventas de energía de **US\$ 14 millones**, debido principalmente a menores ventas físicas de energía (-277 GWh), explicado fundamentalmente como consecuencia de COVID-19; **(ii)** menores ingresos por efectos de ajustes por inflación por **US\$ 20 millones**, por aplicación de NIC 29; **(iii)** aumento de gastos de personal de **US\$ 5 millones**, debido principalmente a incrementos salariales; **(iv)** aumento de otros gastos por naturaleza de **US\$ 15 millones**, principalmente por mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** una disminución del costo de compra de energía por **US\$ 17 millones** por menor precio de compra por **US\$ 19 millones** compensado por mayor compra física por **US\$ 2 millones** (+72 GWh); **(ii)** disminución de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 6 millones** principalmente por una disminución de **US\$ 3 millones** en gastos de alquiler de grupos electrógenos y de **US\$ 3 millones** por impuestos a las transacciones bancarias y multas por servicios de calidad; y **(iii)** mayores ingresos por **US\$ 18 millones**, por nuevo acuerdo marco de 2020 entre el ENRE y las empresas Edenor y Edesur, antes mencionado.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var	dic-20	dic-19	Var
Edesur	18,9%	15,5%	21,9%	2,51	2,49	0,7%
Total Segmento Distribución Argentina	18,9%	15,5%	21,9%	2,51	2,49	0,7%

Brasil:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Distribución Río	200	300	(100)	(33,3%)	54	84	(30)	(35,7%)
Enel Distribución Ceará	168	224	(56)	(25,0%)	47	82	(35)	(42,7%)
Enel Distribución Goiás	168	220	(52)	(23,6%)	65	30	35	116,7%
Enel Distribución Sao Paulo	552	639	(87)	(13,6%)	220	201	19	9,5%
Total Segmento Distribución Brasil	1.087	1.383	(295)	(21,4%)	387	397	(10)	(2,5%)

El **EBITDA** acumulado al 31 de diciembre de 2020 de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil alcanzó los **US\$ 1.087 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 295 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta disminución se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A.: Menor EBITDA de US\$ 100 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\$ 294 millones** o un **19,4%** a diciembre de 2020, y se explican principalmente por menores ingresos de **US\$ 378 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 ingresos por ventas de energía por **US\$ 55 millones**, principalmente por mayores precios medios de venta, por efecto de reajuste por inflación por **US\$ 98 millones**, parcialmente compensado por menor volumen físico de energía por **US\$ 43 millones** (-340 GWh), producto de la pandemia de COVID-19; y (ii) aumento de otros ingresos de explotación por **US\$ 29 millones**, explicados principalmente 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\$ 160 millones**, o **15,5%** respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por menores costos de **US\$ 269 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior, compensado por: (i) mayores compras de energía por **US\$ 34 millones**, explicado por mayores precios medios por **US\$ 98 millones**, debido a reajuste por inflación, compensado por menores compras físicas de energía por **US\$ 64 millones** (+506 GWh); (ii) aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios en **US\$ 37 millones** debido a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por **US\$ 29 millones** y efecto de contingencia relacionado con impuestos PIS y Cofins registrado en 2019 por **US\$ 8 millones** y (iii) mayor costo en transporte de energía de **US\$ 38 millones**, por mayor tarifa uso de redes.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 6 millones**, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US\$ 7 millones** y menores gastos por disminución de plantilla por **US\$ 1 millón**.

- Los **otros gastos por naturaleza disminuyen en US\$ 28 millones**, explicado por efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US\$ 39 millones**, compensado con mayores gastos por operaciones técnica y comerciales por **US\$ 11 millones**.

El **EBITDA** correspondiente al cuarto trimestre de 2020 de nuestra subsidiaria Enel Distribución Río alcanzó los **US\$ 54 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 30 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)** aumento de gastos de transporte de **US\$ 15 millones**, debido a mayor tarifa en el uso de la red; **(iii)** incremento en el costo de compra de energía de **US\$ 56 millones**, explicado por mayor compra física de energía por **US\$ 34 millones** e incremento de precios por efecto de inflación por **US\$ 22 millones**; **(iv)** mayores gastos de personal **US\$ 5 millones** se explican principalmente por salarios más altos compensados parcialmente por mayor capitalización; **(v)** aumento de otros gastos por naturaleza **US\$ 10 millones** se explican principalmente por mayores operaciones técnicas; **(vi)** menores ingresos de multa por mora a clientes comerciales por **US\$ 5 millones**; y **(vii)** menores ingresos por peajes de energía para clientes no regulados en el mercado local por **US\$ 14 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por mayores ingresos por ventas de energía de **US\$ 93 millones**, debido principalmente por mayor volumen de energía por **US\$ 52 millones** (+114 Gwh), producto de la recuperación económica y mayores precios medios por **US\$ 41 millones**, debido a un mayor reajuste por inflación.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Distribución Río	22,1%	21,0%	5,2%	2,95	2,94	0,3%

Enel Distribución Ceará S.A.: Menor EBITDA de US\$ 56 millones por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Ceará disminuyeron en **US\$ 231 millones** o un **16,8%** a diciembre de 2020, y se explican principalmente por: menores ingresos de **US\$ 355 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)** aumento en ventas de energía de **US\$ 58 millones**, debido fundamentalmente a mayores precios por incremento de tarifa respecto del año anterior, lo que equivale a **US\$ 92 millones**, compensado por menores ventas físicas (-331 GWh) de **US\$ 34 millones**, principalmente por COVID-19; **(ii)** mayores de ingresos por construcción por **US\$ 61 millones**, por aplicación de CINIIF 12; y **(iii)** aumento de otras prestaciones de servicio de **US\$ 5 millones**, por peajes de energía para clientes no regulados en el mercado local, debido al mayor uso de la red.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 157 millones**, respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por: menores costos por **US\$ 259 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior, fue parcialmente compensado por: **(i)** mayor compra de energía de **US\$ 23 millones**, producto de mayores precios medios de compra por **US\$ 58 millones**, debido a reajuste por inflación, compensado por una disminución de compras física de energía (-83 GWh), debido a COVID-19, equivalente a **US\$ 35 millones**; **(ii)** aumento de Otros aprovisionamientos variables y servicios debido a costos de construcción de CINIIF 12 por **US\$ 61 millones**; y **(iii)** aumento en el costo de transporte de **US\$ 18 millones** explicado por mayor tarifa de uso de redes.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 9 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US\$ 10 millones**.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 8 millones** respecto del ejercicio 2019, principalmente por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 33 millones**, compensado por: **(i)** incremento en el servicio de mantenciones por **US\$ 12 millones**, debido a condiciones climáticas atípicas en la región que ponen en riesgo la calidad del servicio; **(ii)** campañas informativas externas relacionadas con la pandemia por **US\$ 5 millones**; **(iii)** mayor gastos de servicios técnicos de **US\$ 6 millones**; y **(iv)** mayores otros gastos asociados a seguros por **US\$ 2 millones**.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria Enel Distribución Ceará alcanzó los **US\$ 47 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 35 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)** menores ingresos por venta de energía por **US\$ 2 millones**, debido principalmente a menores precios medios de venta por efecto de reajuste por inflación **US\$ 4 millones**, compensado por un mayor volumen de ventas de energía **US\$ 2 millones** (+21 GWh); **(iii)** mayores compras de energía por **US\$ 42 millones**, principalmente por mayores compras por **US\$ 27 millones** y mayores precios medios debido a reajuste por inflación por **US\$ 15 millones**; **(iv)** incremento en los gastos de transporte por **US\$ 7 millones**, debido a mayor tarifa por uso de redes; **(v)** aumento de gasto de personal por **US\$ 3 millones** explicados principalmente debido a mayores costos de personal no recurrente por acuerdo que influyó en el valor de headcount; y **(vi)** aumento de otros gasto por naturaleza por **US\$ 5 millones**, principalmente por **US\$ 3 millones**, por efecto de las condiciones climáticas atípicas en la región que ponen en riesgo la calidad del servicio y mayores servicios técnicos por **US\$ 2 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por; **(i)** aumento de otras prestaciones de servicios de **US\$ 35 millones** por mayor ingreso con peajes de energía, debido a mayor uso de la red; y **(ii)** Otros ingresos de explotación por **US\$ 5 millones**, principalmente por mayores multas por no pago o pago tardío.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Distribución Ceará	15,9%	13,9%	14,4%	4,01	3,96	1,4%

Enel Distribución Goiás: Menor EBITDA de US\$ 52 millones principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Goiás disminuyeron en **US\$ 152 millones** o un **9,9%** a diciembre 2020, y se explican principalmente por menores ingresos de **US\$ 431 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 de **US\$ 123 millones** fundamentalmente explicado por mayores ventas físicas de (+104 GWh) por **US\$ 10 millones**, menores multas por calidad de servicios por **US\$ 28 millones**, y mayores ingresos por **US\$ 85 millones** debido a mayor reajuste tarifario respecto del año anterior ; **(ii)** mayores otros ingresos de explotación **US\$ 134 millones** por aumento de ingresos por construcción por **US\$ 142 millones**, por aplicación de CINIIF 12, compensado parcialmente menores ingresos por multa de reliquidación con clientes **US\$ 8 millones**; y **(iii)** mayores ingresos por peajes de **US\$ 22 millones**, debido a reajuste tarifario clientes libres.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 73 millones**, explicados fundamentalmente por **US\$ 318 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\$ 38 millones**, por mayor tarifa de uso de redes; **(ii)** incremento en compras de energía por **US\$ 66 millones**, por mayores precios medios; y **(iii)** aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 141 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por **US\$ 142 millones**.

- Los **gastos de personal disminuyeron en US\$ 16 millones**, explicados por: **(i) US\$ 7 millones** de menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño; y **(ii)** disminución de gasto de personal de **US\$ 9 millones**, explicados por menor plantilla y por menores gastos por horas extras producto de COVID-19; por **US\$ 4 millones** por incremento en la activación de gastos de personal, y por mayores inversiones para mejorar la calidad del servicio por **US\$ 5 millones**.
- Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US\$ 11 millones**, que se explican por **US\$ 54 millones** de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior fue compensado parcialmente por: **(i)** mayores gastos de mantenciones y conservación de instalaciones eléctricas, servicios de lectura de medidores, atención a clientes y otros relacionados por **US\$ 32 millones**; **(ii)** mayores costos por multas y contingencias por calidad de servicio por **US\$ 8 millones**; y **(iii)** mayores gastos por **US\$ 3 millones** explicado por otras actividades de marketing y canales virtuales relacionadas con el cliente.

El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Goiás** alcanzó los **US\$ 65 millones**, lo que representa aumento de **US\$ 35 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** mayor venta de energía de (+176 GWh) por **US\$ 98 millones**, explicado principalmente por aumento de tarifa en venta de energía por mayor reajuste por inflación; y **(ii)** menores otros gastos por naturaleza por **US\$ 23 millones**, que se explican principalmente por menores gastos del mantenimiento de la operación por Proyecto Task Force 2019 que en gran parte se realizó en el último trimestre de 2019. Todo lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** mayores gastos por compra de energía en **US\$ 54 millones**, debido mayores precios medios; **(ii)** mayores gastos de transporte por **US\$ 15 millones**, por mayor tarifa uso de redes; y **(iii)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 17 millones**.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Distribución Goiás	11,4%	11,6%	(1,7%)	3,21	3,11	3,0%

Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo), Menor EBITDA de US\$ 87 millones, principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense a pesar de las mayores ventas físicas y del efecto positivo de migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida.

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** disminuyeron en **US\$ 741 millones**, respecto del ejercicio 2019. Las principales variaciones se explican a continuación: **(i)** menores ingresos por **US\$ 954 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 ingresos por ventas de energía por **US\$ 90 millones**, por efecto del aumento de precio medios de venta por **US\$ 368 millones**, a pesar de las menores ventas físicas por **US\$ 278 millones** (-2.798 GWh), debido a los impactos del COVID-19, **(ii)** mayores otras prestaciones de servicios en **US\$ 67 millones**, debido a aumento de los precios medios de venta por servicios de peajes; y **(iii)** mayores otros ingresos de explotación en **US\$ 56 millones** debido a mayores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF 12.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 493 millones**, respecto de diciembre de 2019 y se explican principalmente por: menores costos por **US\$ 682 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue compensado parcialmente por: **(i)** mayores compras de energía por **US\$ 86 millones**, producto de menor hidrología y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores con ocurrencia el último trimestre de 2020; **(ii)** mayores gastos de transporte por **US\$ 47 millones** debido al aumento de las tarifas de uso de la red; y **(iii)** aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 56 millones** debido a costos de construcción por la aplicación de CINIIF 12.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 149 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por disminuciones por: **(i)** **US\$ 43 millones** producto de los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii)** **US\$ 89 millones** que corresponden a los efectos por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida; **(iii)** **US\$ 4 millones** debido a mayor activación de costos de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio; y **(iv)** **US\$ 13 millones** por menores gastos debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 13 millones** respecto de diciembre de 2019, principalmente por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño por **US\$ 52 millones**, compensado con un aumento de gastos por **US\$ 40 millones** principalmente por servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios técnicos.

- El **EBITDA** correspondiente al **cuarto trimestre de 2020** de Enel Distribución Sao Paulo alcanzó los **US\$ 220 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 19 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: **(i)** aumento de ventas de energía de **US\$ 123 millones**, por aumento de precio medios de venta, a pesar de las menores ventas físicas de (-217 GWh), principalmente por los impactos del COVID-19; **(ii)** mayores otras prestaciones de servicios en **US\$ 26 millones**, debido a aumento de los precios medios de venta por servicios de peajes; y **(iii)** menores gastos de personal por **US\$ 99 millones** y se explican principalmente por **US\$ 89 millones** que corresponde a los efectos por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida; menores gastos por **US\$ 4 millones** debido a mayor activación de costos de personal, por incremento de inversión en proyectos para mejorar la calidad del servicio; y menores gastos por **US\$ 6 millones** debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño de **US\$ 77 millones**; **(ii)** mayores compras de energía de **US\$ 121** principalmente producto de menor hidrología y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores; **(iii)** mayores gastos de transporte por **US\$ 19 millones**, debido al aumento de las tarifas de uso de la red; y **(iv)** **US\$ 12 millones** de aumento en Otros gastos por naturaleza principalmente por servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios técnicos.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Distribución Sao Paulo	10,6%	9,6%	10,4%	7,90	7,78	1,5%

Colombia:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Codensa	507	557	(50)	(8,9%)	129	153	(24)	(15,6%)
Total Segmento Distribución Colombi.	507	557	(50)	(8,9%)	129	153	(24)	(15,6%)

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria **Codensa** en Colombia alcanzó los **US\$ 507 millones** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 50 millones** con respecto al año anterior. Las principales variables que explican este aumento se describen a continuación:

Codensa, Menor EBITDA de US\$ 50 millones, principalmente por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense.

- Los **ingresos de explotación en Codensa disminuyeron en US\$ 118 millones**, a diciembre de 2020 con respecto al año anterior, y se explican principalmente por **US\$ 194 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por: (i) incremento de **US\$ 44 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos; (ii) **US\$ 6 millones** por mejores precios medios de venta por US\$ 13 millones; a pesar de las menores ventas físicas por US\$ 7 millones (-473 GWh), por impacto de COVID-19; (iii) aumento de **US\$ 6 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; (iv) aumento de **US\$ 11 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; y (v) mayor ingreso por comisión producto del cobro de aseo municipal en las facturas de los clientes por **US\$ 3 millones**; y (vi) otros ingresos de obras eléctricas y otros negocios por **US\$ 6 millones**.
- Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 76 millones** a diciembre de 2020 y se explican principalmente por **US\$ 111 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\$ 10 millones** en compras de energía, originado principalmente por mayor precio medio de la energía, debido a las bajas reservas hídricas en el primer semestre del año 2020; (ii) aumento de gastos de transporte de energía por **US\$ 17 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\$ 8 millones**, principalmente por contribuciones a entes reguladores, mayores impuestos, conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



- Los **gastos de personal** aumentaron en **US\$ 8 millones**, principalmente por: (i) provisiones por reestructuración por **US\$ 11 millones**, asociadas a los procesos de digitalización, por beneficio a los trabajadores; y (ii) **US\$ 3 millones** de mayores gastos por ajuste salarial y beneficios adicionales derivados del Convenio Colectivo. Parcialmente compensado por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 6 millones**.
- Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 1 millón**, se explican por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 13 millones**, compensado por **US\$ 12 millones** de mayores gastos, principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

En términos trimestrales, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia ascendió a **US\$ 129 millones** el **cuarto trimestre de 2020**, registrando una disminución de **US\$ 24 millones** respecto al cuarto trimestre de 2019, explicado fundamentalmente por: (i) la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 8 millones**; (ii) aumento de **US\$ 7 millones** en compras de energía, originado principalmente por mayor precio medio de la energía; (iii) menor ingreso **US\$ 5 millones** principalmente generado por el contrato de colaboración con Colpatria "Open Book"; y (iv) aumento del gasto de personal en **US\$ 11 millones** principalmente por provisiones por reestructuración. Lo anterior fue parcialmente compensado por: aumento de ingreso por ventas de energía, de **US\$ 7 millones**, explicado por mayores ventas físicas por (+31 GWh) y mejores precios medios de venta.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Codensa	7,6%	7,7%	(1,3%)	3,62	3,53	2,5%
Total Segmento Distribución Colombia	7,6%	7,7%	-1,3%	3,62	3,53	2,5%

Perú:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Enel Distribución Perú	215	257	(42)	(16,6%)	52	62	(11)	(15,2%)
Total Segmento Distribución Perú	215	257	(42)	(16,6%)	52	62	(11)	(15,2%)

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria **Enel Distribución Perú** alcanzó los **US\$ 215 millones** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 42 millones** respecto del año anterior. Las variables que explican esta disminución se detallan a continuación:

- Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Perú** disminuyeron en **US\$ 64 millones**, a diciembre de 2020, principalmente explicados por: (i) **US\$ 42 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense; (ii) menores ventas de energía por **US\$ 19 millones**, explicado por una disminución de ventas físicas **US\$ 88 millones** (-633 GWh), por menor consumo de energía debido a la emergencia sanitaria por COVID-19, los cuales fueron compensados por un incremento en el precio medio de energía de **US\$ 69 millones**, debido a facturación de potencia de energía; y (iii) menores otros ingresos por **US\$ 3 millones**, debido a negocios tradicionales tales como: conexiones, servicios complementarios así como en actividades de retail y menores aportes a organismos reguladores.
- Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 20 millones** que se explican principalmente por: **US\$ 27 millones** por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano. Lo anterior compensado parcialmente por mayores compras de energía por **US\$ 7 millones**, explicados principalmente por mayores compras de energía producto del incremento del precio medio de compra debido a la actualización de los indexadores de compra de energía por **US\$ 52 millones**, compensado parcialmente por menor compra física de energía por **US\$ 45 millones** (-609 GWh), debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19.
- Los **gastos de personal** disminuyeron en **US\$ 2 millones**, explicado principalmente por efecto de conversión.
- Los **otros gastos por naturaleza** aumentaron en **US\$ 2 millones**, debido principalmente a mayores costos fijos de servicios de operación y mantenimiento por **US\$ 4 millones**, compensado por efecto de conversión de **US\$ 2 millones**, debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense.

El **EBITDA** correspondiente al cuarto trimestre de 2020 de nuestra subsidiaria de distribución en Perú alcanzó los **US\$ 52 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 11 millones** con respecto a igual trimestre del año anterior. Esta variación se explica principalmente por: (i) **US\$ 4 millones** de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense; y (ii) aumento de compras de energía de **US\$ 10 millones**, debido un mayor precio medio de compra de energía de **US\$ 14 millones**, compensado por menores compras físicas de energía por

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



US\$ 4 millones (-59,2 GWh), debido a la emergencia sanitaria por el COVID-19. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i) mayores ingresos por ventas de energía de US\$ 2 millones**, debido principalmente al incremento en el precio medio de venta de energía; y **(ii) mayores ingresos por otras prestaciones de servicios US\$ 3 millones**, principalmente mayor reconocimiento de movimiento de redes por obras Espejo Chillón.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Distribución Perú	8,8%	8,2%	7,3%	1,46	1,43	1,5%
Total Segmento Distribución Perú	8,8%	8,2%	7,3%	1,46	1,43	1,5%

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 31 de diciembre de 2020 y 2019.

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Acumuladas (en millones de US\$)					
	dic-20			dic-19		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	140	(87)	53	245	(90)	155
Brasil	297	(24)	273	321	(33)	288
Colombia	673	(67)	606	710	(74)	636
Perú	272	(64)	208	322	(67)	255
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.383	(241)	1.141	1.597	(264)	1.333
Distribución:						
Argentina	50	(118)	(68)	307	(96)	211
Brasil	1.087	(533)	554	1.383	(677)	706
Colombia	507	(132)	375	557	(126)	431
Perú	215	(72)	143	257	(61)	196
Total Segmento de Distribución	1.859	(855)	1.004	2.504	(960)	1.544
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(87)	(4)	(91)	(107)	(3)	(111)
Total Consolidado Enel Américas	3.154	(1.100)	2.053	3.993	(1.227)	2.767

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	4T2020			4T2019		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	25	(19)	6	84	(30)	54
Brasil	131	(5)	126	70	(8)	62
Colombia	161	(18)	143	155	(19)	136
Perú	72	(18)	54	102	(17)	85
Total Segmento de Generación y Transmisión	388	(60)	328	411	(74)	337
Distribución:						
Argentina	23	(51)	(28)	36	(27)	9
Brasil	387	(127)	260	397	(270)	127
Colombia	129	(28)	101	153	(26)	127
Perú	52	(21)	31	62	(15)	47
Total Segmento de Distribución	590	(227)	363	648	(338)	310
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(21)	(1)	(22)	(37)	(3)	(40)
Total Consolidados Enel Américas	957	(288)	670	1.023	(416)	608

La **depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **US\$ 1.100 millones** por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020, disminuyendo en **US\$ 127 millones** con respecto al año 2019. Se explica principalmente por:

- La **depreciación y amortización** ascendió a **US\$ 858 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 90 millones** con respecto a diciembre de 2019. Lo anterior se explica fundamentalmente por: (i) **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 42 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US\$ 49 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 7 millones**, debido a mayores inversiones en el período; (ii) **Enel Distribución Río** por **US\$ 21 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US\$ 25 millones** y compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 4 millones**; (iii) **Enel Distribución Goias** por **US\$ 14 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño por **US\$ 20 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 6 millones**, debido a mayores activaciones; y (iv) **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 8 millones**, principalmente debido a los efectos de conversión por devaluación del real brasileño por **US\$ 18 millones**, compensado con mayores depreciaciones de **US\$ 10 millones**, debido a mayores activaciones.
- Por su parte, las **pérdidas por deterioro por aplicación de NIIF 9, sobre activos financieros**, ascendieron a **US\$ 242 millones** a diciembre de 2020, lo que representa una disminución de **US\$ 37 millones** con respecto al ejercicio 2019, que se explica principalmente por: (i) **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 92 millones**, que decrece debido a que en el **año 2019** se registró un deterioro extraordinario asociado a cuentas por cobrar al estado de Goiás, referentes al Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (FUNAC); y (ii) principalmente por efectos de conversión de las monedas funcionales respecto del dólar estadounidense por **US\$ 54 millones**. Lo anterior compensado por una mayor pérdida por deterioro como consecuencia de COVID-19, destacando las siguientes: **Enel Distribución Rio** por **US\$ 39 millones**, **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 28 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 20 millones**, **Codensa** por **US\$ 11 millones** y **Enel Distribución Perú** por **US\$ 10 millones**.

Respecto al **cuarto trimestre de 2020**, la **depreciación, amortización y deterioro** ascendieron a **US\$ 288 millones**, registrando una disminución de **US\$ 128 millones** con respecto a igual trimestre de año 2019. Esta variación se explica principalmente por:

Disminución de las **depreciaciones y amortizaciones** por **US\$ 55 millones** provenientes fundamentalmente de: los efectos de conversión de las monedas funcionales en los países en que operamos, fundamentalmente en las subsidiarias en Brasil por **US\$ 32 millones** y en Argentina por **US\$ 18 millones**.

De igual manera los **deterioros reconocidos por NIIF 9** disminuyeron en **US\$ 73 millones**, principalmente proveniente de las subsidiarias de distribución en los distintos países los cuales está presente el grupo, que se detalla en: **(i)** disminución en **Enel Distribución Goiás**, debido fundamentalmente a una provisión extraordinaria registrada en el **año 2019**, asociada al Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (FUNAC), por un monto de **US\$ 92 millones**; y **(ii)** efecto de conversión de **US\$ 26 millones**, por la devaluación del real brasileño y el peso argentino con respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, compensado por un incremento de deterioro de cuentas por cobrar en: **Enel Distribución Río por US\$ 26 millones**; y en **Edesur por US\$ 18 millones**, ambos por los efectos de COVID-19.

RESULTADO NO OPERACIONAL

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de Enel Américas, desglosado por país, en términos acumulados y trimestrales al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Cifras Acumuladas				Cifras Trimestrales			
	dic-20	dic-19	Variación	Var %	4T2020	4T2019	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	86	122	(36)	(29,5%)	45	23	22	95,7%
Brasil	211	291	(80)	(27,5%)	91	59	32	54,2%
Colombia	14	12	2	16,7%	3	1	2	200,0%
Perú	7	9	(2)	(22,2%)	2	2	-	0,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	3	16	(13)	(81,3%)	(1)	5	(6)	(120,0%)
Total Ingresos Financieros	321	450	(128)	(28,5%)	140	90	50	55,9%
Gastos Financieros:								
Argentina	(148)	(189)	41	(21,7%)	(71)	(6)	(65)	1083,3%
Brasil	(415)	(679)	264	(38,9%)	(117)	(113)	(4)	3,5%
Colombia	(132)	(152)	20	(13,2%)	(27)	(36)	9	(25,0%)
Perú	(31)	(39)	8	(20,5%)	(7)	(9)	2	(22,2%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(42)	(29)	(13)	44,8%	(16)	(7)	(9)	128,6%
Total Gastos Financieros	(768)	(1.088)	319	(29,4%)	(238)	(171)	(67)	39,4%
Diferencias de cambio:								
Argentina	52	104	(52)	(50,0%)	21	15	6	40,0%
Brasil	(89)	14	(103)	(735,7%)	56	7	49	700,0%
Colombia	(1)	-	(1)	0,0%	3	2	1	50,0%
Perú	(1)	-	(1)	0,0%	(2)	-	(2)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	97	20	77	385,0%	(28)	5	(33)	(660,0%)
Total Diferencias de Cambio	57	137	(80)	(58,3%)	50	29	21	70,5%
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Arg)	77	124	(48)	(38,4%)	19	0	19	100,0%
Total Resultado Financiero Enel Américas	(313)	(377)	63	(16,8%)	(28)	(51)	24	(44,4%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Argentina	-	1	(1)	(100,0%)	-	1	(1)	(100,0%)
Brasil	1	2	(1)	(50,0%)	-	2	(2)	(100,0%)
Colombia	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Perú	4	11	(7)	100,0%	1	11	(10)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	5	14	(9)	(67,1%)	1	14	(13)	(92,9%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la p								
Argentina	3	-	3	100,0%	-	-	-	0,0%
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 par	3	-	3	100,0%	-	-	-	0,0%
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	8	14	(6)	(42,9%)	1	14	(13)	(94,7%)
Resultado Antes de Impuesto	1.748	2.406	(658)	(27,4%)	642	572	72	12,3%
Impuestos:				100				
Argentina	(36)	(132)	96	(72,7%)	5	(13)	18	(138,5%)
Brasil	(148)	314	(462)	(147,1%)	(116)	501	(617)	(123,2%)
Colombia	(287)	(302)	15	(5,0%)	(73)	(77)	4	(5,2%)
Perú	(92)	(125)	33	(26,7%)	(25)	(34)	9	(26,5%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(4)	10	(14)	(140,0%)	(1)	-	(1)	(100,0%)
Total Impuesto sobre Sociedades	(567)	(236)	(331)	139,7%	(210)	377	(587)	(155,7%)
Resultado después de impuestos	1.181	2.170	(989)	(45,6%)	432	948	(516)	(54,4%)
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	825	1.614	(789)	(48,9%)	339	792	(454)	(57,3%)
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	356	556	(200)	(35,9%)	94	156	(62)	40,0%

Resultado Financiero

El resultado financiero acumulado al 31 de diciembre de 2020 ascendió a una pérdida de **US\$ 313 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 63 millones** respecto al año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

- **Menores ingresos financieros por US\$ 128 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\$ 27 millones** y menores ingresos por **US\$ 5 millones** por menor rendimiento de inversiones financieras; (ii) menores ingresos por **US\$ 16 millones** en **Enel Distribución Río**, por efectos de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; (iii) menores ingresos por **US\$ 6 millones** en **Enel Cien**, principalmente por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS; (iv) menores ingresos en **Enel Generación Fortaleza** por **US\$ 17 millones**, principalmente por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS sobre ICMS registrado en el **año 2019** por **US\$ 13 millones**; (v) menores ingresos en **Edesur** 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 cobrados por mora de clientes por **US\$ 7 millones**; (vi) menores ingresos en nuestras subsidiarias de generación en Argentina por **US\$ 26 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por **US\$ 21 millones** y por menores intereses de la cuentas por cobrar a VOSA respecto del año anterior por **US\$ 30 millones**, compensado por un ingreso financiero por **US\$ 25 millones**, originado en el cambio de método para valorizar las inversiones en Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín, que por la pérdida de influencia significativa en dichas sociedades pasaron de estar valorizadas a valor proporcional a valorizarse a su valor razonable con cambios en resultados; y (vii) menores ingresos en **Enel Américas** por **US\$ 12 millones**, principalmente por menores colocaciones financieras.

Durante el **cuarto trimestre de 2020**, los **ingresos financieros aumentaron por US\$ 50 millones**, principalmente explicados por: (i) **US\$ 33 millones** de mayores ingresos en el **Grupo Enel Brasil**, principalmente explicado por incremento en actualización de los activos financieros asociados a activos en concesión por CINIIF 12 de **US\$ 57 millones**, compensado por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense de **US\$ 25 millones**; y (ii) mayores ingresos en nuestras subsidiarias de generación en Argentina por **US\$ 20 millones**, principalmente debido a ingreso financiero por cambio de método para valorizar las inversiones en Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por **US\$ 25 millones** y por incremento en rendimiento de inversiones financieras por **US\$ 10 millones**, compensado por los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 15 millones**.

- **Menores gastos financieros por US\$ 319 millones** principalmente atribuibles a: (i) menores gastos financieros en **Enel Brasil** de **US\$ 160 millones**, relacionados principalmente a la deuda que existía con Enel Finance International y que fue cancelada el 7 de julio de 2019 por **US\$ 151 millones** y por los efectos de conversión de **US\$ 9 millones**, debido a la devaluación del real brasileño; (ii) menores gastos por

US\$ 49 millones en **Enel Distribución Sao Paulo**, principalmente por efectos de la devaluación del real brasileño por **US\$ 53 millones**, compensado por mayores gastos por actualizaciones de contingencias civiles y laborales por **US\$ 4 millones**; **(iii)** menores gastos en **Enel Distribución Río** por **US\$ 27 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US\$ 28 millones**; **(iv)** menores gastos en **Enel Distribución Goias** por **US\$ 27 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US\$ 20 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense y menores gastos por deuda bancarias por **US\$ 7 millones**; **(v)** menores gastos en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 14 millones**, principalmente por efectos de conversión de **US\$ 12 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto mismo período del año anterior; **(vi)** menores gastos en **Enel Generación Costanera** por **US\$ 16 millones**, fundamentalmente por **US\$ 11 millones**, de menores gastos por deuda con Cammesa y efecto por conversión de **US\$ 5 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; **(vii)** menores gastos en **Enel Generación el Chocón** por **US\$ 16 millones**, fundamentalmente por menores gastos por deuda con Cammesa; **(viii)** menores gastos en **Edesur** por **US\$ 20 millones**, fundamentalmente por **US\$ 60 millones**, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensado por **US\$ 40 millones** de mayores gastos por actualizaciones de multas y deuda con Cammesa; **(ix)** menores gastos en **Emgesa** por **US\$ 12 millones**, por efectos de conversión por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar por **US\$ 10 millones** y por menores gastos por deuda bancaria por **US\$ 2 millones**; y **(x)** menores gastos en **Codensa** por **US\$ 8 millones**, principalmente por efectos de conversión del peso colombiano por **US\$ 6 millones** y por menor deuda financiera por **US\$ 2 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por: **(i)** mayores gastos en **EGP Cachoeira Dourada** por **US\$ 14 millones**, principalmente por incremento en la actualización de garantía GSF de acuerdo a normativa eléctrica brasileña por **US\$ 19 millones**, compensado por efectos de conversión de **US\$ 5 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense; y **(ii)** mayores gastos en **Enel Américas individual** por **US\$ 12 millones**, principalmente explicado por retenciones de impuestos sobre dividendos de subsidiarias en Argentina y Perú.

Durante el **cuarto trimestre de 2020**, los **gastos financieros aumentaron en US\$ 67 millones** principalmente atribuibles a: **(i)** **EGP Cachoeira Dourada** por **US\$ 13 millones**, principalmente debido a incremento en la actualización de garantía GSF de acuerdo a normativa eléctrica brasileña por **US\$ 19 millones**, compensado por efecto de conversión de **US\$ 3 millones**; **(ii)** **Enel Generación Costanera** por **US\$ 10 millones**, debido a mayores intereses con Cammesa; **(iii)** **Enel Generación Chocón** por **US\$ 22 millones**, explicado por mayores gastos por intereses con Cammesa; y **(iv)** **Edesur** por **US\$ 18 millones** debido a incremento de intereses por deuda con Cammesa por **US\$ 57 millones**, compensado por **US\$ 33 millones** por efecto de conversión por devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y menor actualización financiera de provisiones por **US\$ 6 millones**.

- **Menores resultados positivos por diferencias de cambio por US\$ 80 millones**, respecto del ejercicio anterior, debido principalmente a: **(i)** diferencias de cambio negativas por **US\$ 74 millones**, proveniente de nuestras subsidiarias de generación en Argentina, principalmente relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina por **US\$ 75 millones**; **(ii)** **Enel Brasil como sociedad holding**, por **US\$ 42 millones** relacionado con actualización de proveedores de

servicios por **US\$ 56 millones**, compensado por efecto de conversión de **US\$ 14 millones**, debido a la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado con menores diferencias de cambio negativas en **Enel Américas** por **US\$ 34 millones**, debido principalmente a menores colocaciones en moneda nacional efectuadas en 2019 durante el proceso de aumento de capital.

Durante el **cuarto trimestre de 2020**, las **diferencias de cambio presentaron mayores resultados positivos por US\$ 21 millones netos**, principalmente atribuibles a: **(i) US\$ 10 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, referente a efecto de derivados de cobertura por **US\$ 12 millones**, compensado por **US\$ 2 millones** de efecto de conversión; y **(ii) Enel Brasil como sociedad holding**, por **US\$ 11 millones**, también relacionados con derivados de cobertura existentes hasta el año **2019**, por **US\$ 14 millones**, compensado por efecto de conversión de **US\$ 3 millones**.

- **Los resultados por reajustes disminuyeron en US\$ 47 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 **cuarto trimestre de 2020**, los **resultados por reajustes aumentaron en US\$ 19 millones** y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 en Argentina.

Impuesto a las Ganancias

El **Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades** alcanzó los **US\$ 567 millones**, en términos acumulados al 31 de diciembre de 2020, lo que representa un aumento de **US\$ 330 millones** respecto del año anterior, **(i)** principalmente por mayores gastos en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 538 millones**, de los cuales **US\$ 553 millones** se originaron por utilidad por impuestos diferidos registrada en 2019, la cual surgió por la fusión con **Enel Sudeste**, compensado con los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 15 millones**; y **(ii)** mayores gastos en **Central Dock Sud** por **US\$ 13 millones**, que se explica por un beneficio fiscal originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales, registrado en 2019 por **US\$ 25 millones** compensado con los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 12 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por: **(i)** menores gastos en **Enel Cien** por **US\$ 47 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros respecto del año anterior por **US\$ 30 millones** y **US\$ 17 millones** de mayor gasto registrado en 2019 producto de castigos de cuentas a cobrar no deducibles fiscalmente; **(ii)** menores gastos en **Enel Distribución Río** por **US\$ 31 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros; **(iii)** menores gastos en **Edesur** por **US\$ 54 millones**, principalmente por menores resultados financieros producto de los activos y pasivos regulatorios registrados como utilidad en 2019 por **US\$ 44 millones** más los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 10 millones**; **(iv)** menores gastos en **Enel Generación**

Perú por US\$ 14 millones, principalmente por provisión de contingencia legal con Electroperú; **(v) menores gastos en Enel Distribución Perú por US\$ 17 millones**, debido a menores resultados financieros; **(vi) menores gastos en Codensa por US\$ 24 millones**, debido a menores resultados financieros por **US\$ 12 millones** y menores efectos por la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 12 millones**; y **(vii) menores gastos en Enel Generación Costanera por US\$ 33 millones**, principalmente explicado por menores resultados financieros por **US\$ 36 millones** y compensado por los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 3 millones**.

El cuarto trimestre de 2020, el Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los **US\$ 210 millones**, lo que representa un aumento de **US\$ 586 millones** respecto de igual período trimestral del año anterior, principalmente por: **(i) mayores gastos en Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 575 millones**, de los cuales **US\$ 553 millones** se originaron por utilidad registrada en 2019 de los impuestos diferidos que surgió de la fusión con **Enel Sudeste**, por mejores resultados financieros por **US\$ 12 millones** y **US\$ 10 millones** de efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense; **(ii) mayores gastos en Enel Distribución Goías por US\$ 54 millones**, principalmente explicado por mejores resultados financieros respecto de igual trimestre del año anterior por **US\$ 56 millones**, compensado con **US\$ 2 millones** de efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(iii) mayores gastos en EGP Cachoeira Dourada por US\$ 21 millones**, debido a mejores resultados financieros por **US\$ 28 millones**, compensado por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 7 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado con menores gastos en: **(i) Enel Cien por US\$ 49 millones** por menores resultados financieros por **US\$ 55 millones**, compensado por los efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 6 millones**; y **(ii) menores gastos en Edesur por US\$ 20 millones**, principalmente por menores resultados financieros por **US\$ 22 millones**, compensado por los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 2 millones**.

2. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	dic-20	dic-19	Variación	Var %
Activos Corrientes	6.179	6.581	(402)	(6,1%)
Activos No Corrientes	20.754	23.195	(2.441)	(10,5%)
Total Activos	26.934	29.776	(2.843)	(9,5%)

El total de activos de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020 disminuyó en **US\$ 2.843 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\$ 402 millones**, equivalente a un 6,1%, principalmente explicado por:
 - **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 432 millones**, compuesto principalmente por: **(1) Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 2.426 millones**, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros; **(2) salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US\$ 1.187 millones**, que corresponden a: obtención de financiamiento por **US\$ 1.646 millones**, correspondientes a créditos bancarios; **US\$ 294 millones** por préstamos de empresas relacionadas correspondiendo **US\$ 150 millones de (EFI) a Enel Américas** y **US\$ 144 millones de (EFI) a Enel Distribución Rio**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) pagos de préstamos por US\$ 1.776 millones**, que incluye **US\$ 1.220 millones** de créditos bancarios, **US\$ 486 millones** de bonos y **US\$ 69 millones** de otras fuentes de financiamiento; **(ii) pago de dividendos por US\$ 1.057 millones**; **(iii) pago de intereses por US\$ 327 millones**; **(iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros US\$ 77 millones** y; **(v) Otras entradas de efectivo por US\$ 110 millones**.; **(3) salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 1.536 millones**, que corresponden a: **(i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por US\$ 814 millones**, **(ii) pagos por incorporación de activos intangibles por US\$ 740 millones**, **(iii) inversiones a más de 90 días por US\$ 216 millones** y **US\$ 5 millones** por pagos de contratos de derivados. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: **(i) Intereses recibidos por US\$ 43 millones**, **(ii) rescate de inversiones a más de 90 días por US\$ 176 millones**, y **(iii) cobros procedentes de reembolsos de anticipos y préstamos concedidos a terceros US\$ 21 millones**; y **(4) disminución de US\$ 135 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\$ 110 millones**, corresponden principalmente a colocaciones a más de 90 días, según el siguiente detalle: **(i) Enel Distribución Rio por US\$ 59 millones**; **(ii) en Enel Distribución Ceará por US\$ 11 millones**; **(iii) Edesur por US\$ 23 millones**; y **(iv) Enel Generación Costanera por US\$ 25 millones**.

- **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por US\$ 75 millones**, corresponden principalmente a mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS en nuestras filiales brasileñas por **US\$ 55 millones**; y mayores gastos anticipados de **US\$ 35 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por los efectos de conversión de las monedas extranjeras respecto del dólar estadounidense por **US\$ 20 millones**.
 - **Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 270 millones**, que se explica principalmente por los efectos de conversión en nuestras filiales en Brasil por **US\$ 569 millones**, producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Además se generaron menores cuentas por cobrar debido principalmente al registro de las pérdidas por deterioro por la aplicación de la NIIF 9 por **US\$ 242 millones** ocurridas en el ejercicio 2020, producto principalmente por el COVID-19; . Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores cuentas a cobrar en: **(i) EGP Cachoeira Dourada por US\$ 354 millones**, debido a mayores precios medios de venta y mayor comercialización de energía; en **(ii) Codensa por US\$ 94 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de las inversiones de 2019, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos y mejores precios medios de venta; **(iii) Enel Distribución Goiás por US\$ 66 millones** debido a mayores encargos sectoriales y mayores servicios de peaje debido a reajuste tarifario clientes libres; y **(iv) mayores cuentas por cobrar en Enel Distribución Perú por US\$ 24 millones** por mayores precios medios de venta.
 - **Aumento de Inventarios por US\$ 75 millones**, corresponden principalmente a mayor stock de repuestos y materiales eléctricos en: **(i) Grupo Enel Brasil por US\$ 39 millones**, **(ii) Codensa por US\$ 15 millones**, **(iii) Central Dock Sud por US\$ 17 millones**.
- **Disminución de los Activos No Corrientes por US\$ 2.441 millones**, equivalente a un **10,5%**, principalmente por:
- **Disminución de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 259 millones**, principalmente explicado por los efectos de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense que afectó fundamentalmente las cuentas por cobrar generadas por la aplicación de la CINIIF 12 en las sociedades de distribución en Brasil por **US\$ 543 millones**, compensado con aumento por **US\$ 260 millones** por mayores inversiones. Adicionalmente aumento en **Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón** y en **Central Dock Sud** por **US\$ 25 millones** , debido al cambio de valoración de las inversiones en Centrales Termoeléctricas Belgrano y Central San Martín, desde inversiones valorizadas a valor proporcional a inversiones a valor razonable con cambios en resultados, producto de la pérdida de influencia significativa en dichas sociedades.

- **Disminución de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 403 millones**, que se explica principalmente por **(i)** los efectos de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense por **US\$ 598 millones**; **(ii)** menores impuestos por recuperar de PIS y COFINS por traspaso al corto plazo en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 78 millones** y por traspaso de activos en construcción a activos intangibles en **Enel Distribución Rio** por **US\$ 46 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento de **US\$ 288 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo**, por reconocimiento de impuestos PIS y COFINS y por un aumento de traspasos de activos en construcción a activos intangibles en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 42 millones**.
- **Disminución Activos Intangibles distintos de la plusvalía por US\$ 1.003 millones** compuesto principalmente por: **(i)** disminución por **US\$ 1.216 millones** en los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, principalmente en Brasil; **(ii)** amortización del ejercicio por **US\$ 392 millones**, y **(iii)** otras disminuciones por **US\$ 226 millones**, principalmente por traspasos a activos financieros por el monto estimado a recuperar al término de la concesión por aplicación de la CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento de **US\$ 821 millones**, por nuevas inversiones.
- **Disminución de Plusvalía por US\$ 228 millones**, explicado por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.
- **Disminución de Propiedades, plantas y equipos por US\$ 409 millones** compuesto principalmente por **(i)** disminución por **US\$ 982 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, **(ii)** depreciación del ejercicio por **US\$ 445 millones**, y **(iii)** otras disminuciones por **US\$ 60 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** aumento de **US\$ 607 millones** por nuevas inversiones; y **(ii)** otros incrementos por inflación de **US\$ 471 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas.
- **Disminución de Activos por Impuestos Diferidos por US\$ 94 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 31 DE DICIEMBRE DE 2020



PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	dic-20	dic-19	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.277	6.736	541	8,0%
Pasivo No Corriente	9.323	10.794	(1.472)	(13,6%)
Patrimonio Total	10.334	12.246	(1.912)	(15,6%)
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	8.106	9.966	(1.860)	(18,7%)
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.228	2.280	(52)	(2,3%)
Total patrimonio y Pasivos	26.934	29.776	(2.842)	(9,5%)

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 31 de diciembre de 2020 disminuyeron en **US\$ 2.842 millones** respecto de diciembre 2019, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentaron en US\$ 541 millones**, explicado principalmente por:
 - **Aumento de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 417 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por: (i) aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 310 millones**, principalmente por traspasos de deuda desde largo plazo por **US\$ 223 millones**, aumento de deuda financiera con Fundación Cesp por la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida, por **US\$ 65 millones**, y, captación de nuevos préstamos por **US\$ 39 millones**, neto de sus pagos e intereses devengados. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) **US\$ 17 millones** debido a la conversión de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; (ii) aumento en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 66 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US\$ 54 millones** netos de sus pagos e intereses devengados, traspasos desde largo plazo por **US\$ 34 millones**, efectos que fueron compensados por **US\$ 22 millones** de efectos de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; (iii) aumento en **Emgesa** por **US\$ 164 millones**, principalmente por traspaso desde largo plazo de obligaciones por bonos por **US\$ 156 millones**, neto de sus pagos y **US\$ 8 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde el peso colombiano; (iv) aumento en **Codensa** por **US\$ 120 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US\$ 114 millones**, netos de pagos y traspasos desde largo plazo y por **US\$ 6 millones** debido a los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional; (v) aumento en **Enel Perú** por **US\$ 148 millones**, por captación de nuevos préstamos por **US\$ 153 millones** compensado por **US\$ 5 millones** de efecto de conversión del nuevo sol peruano respecto del dólar estadounidense; (vi) aumento en **Enel Generación Piura** por **US\$ 25 millones**, por captación de nuevos préstamos. Lo anterior parcialmente compensado por disminuciones en; (i) **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 289 millones**, principalmente por amortizaciones de créditos por **US\$ 388 millones**, neto de sus diferencias de cambio por **US\$ 68 millones**; **US\$ 77 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional, compensado por traspasos de deuda desde largo plazo por **US\$ 176 millones**; (ii) **Enel Distribución Rio** por **US\$ 42 millones** principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional por **US\$ 50 millones**, compensado parcialmente por traspasos desde largo plazo de préstamos bancarios por **US\$ 176 millones**, captación de nuevos préstamos por **US\$ 39 millones**, menos pagos de préstamos por **US\$ 207 millones**; (iii) **Enel**

Generación Fortaleza por **US\$ 60 millones** principalmente por pagos de préstamos por **US\$ 47 millones** neto de efecto de tipo de cambio por su deuda en moneda extranjera por **US\$ 12 millones**, y por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde su moneda funcional por **US\$ 13 millones**; y **(iv) Enel Américas** por **US\$ 23 millones** principalmente por amortizaciones de créditos por **US\$ 516 millones**, compensado con obtención de nuevos créditos por **US\$ 481 millones** e intereses devengados por **US\$ 12 millones**.

- **Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 174 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por aumento en **(i) EGP Cachoeira Dourada** por **US\$ 346 millones**, debido principalmente a mayores compras de energía por **US\$ 387 millones** compensado por efectos de conversión por **US\$ 41 millones** producto de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense; **(ii) aumento por US\$ 22 millones** en **Codensa** debido principalmente a mayores cuentas a pagar de proveedores y pagos de dividendos por **US\$ 32 millones**, compensado por efectos de conversión por **US\$ 10 millones** producto de la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por disminuciones en **(i) Distribución Sao Paulo** por **US\$ 74 millones**, correspondiente a **US\$ 255 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, compensado por **US\$ 181 millones**, que corresponden a mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(ii) Enel Distribución Rio** por **US\$ 49 millones**, principalmente por **US\$ 73 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño, compensados por **US\$ 24 millones** de mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(iii) Enel Distribución Ceará** por **US\$ 39 millones**, que incluye **US\$ 72 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño, compensados por **US\$ 33 millones** de mayores cuentas por pagar por compras de energía y proveedores netos de sus provisiones y traspasos desde largo plazo; **(iv) Enel Distribución Perú** por **US\$ 18 millones**, por menores cuentas a pagar de proveedores; y **(v) Enel Américas** por **US\$ 15 millones**, principalmente por pago de dividendos a terceros.
- **Aumento Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 103 millones**, principalmente por **(i) aumento de US\$ 150 millones** correspondiente a préstamo obtenido por **Enel Américas de Enel Finance Internacional (EFI)**; **(ii) aumento de cuentas por pagar por compra de energía por US\$ 22 millones** a filiales de EGP en Colombia y Brasil; y **(iii) mayores cuentas por pagar por US\$ 53 millones** a **Enel Global Services**, por servicios técnicos e informáticos. Lo anterior compensado parcialmente por menores cuentas por pagar por **US\$ 116 millones**, correspondientes a menores pagos de dividendos a Enel SpA.
- **Disminución Otras provisiones corrientes por US\$ 66 millones** principalmente en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 67 millones**, de los cuales **US\$ 32 millones** corresponden a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US\$ 35 millones** por pago de provisiones laborales y civiles.

- **Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 54 millones** explicado fundamentalmente por disminución en **(i) Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 34 millones**, de los cuales **US\$ 26 millones** son por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US\$ 8 millones** por pagos de impuestos PIS/COFINS e ICMS; **(ii) Enel Distribución Ceará por US\$ 12 millones**, de los cuales **US\$ 6 millones** corresponde a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño y **US\$ 6 millones** a pagos de impuestos; y **(iii) Enel Distribución Rio por US\$ 8 millones**, que corresponden a efectos de conversión por la devaluación del real brasileño por **US\$ 5 millones** y pagos de impuestos por **US\$ 3 millones**.

- **Los Pasivos No Corrientes disminuyeron en US\$ 1.472 millones**, equivalente a un **13,6%**, de variación explicado principalmente por:
 - **Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 944 millones**, principalmente explicado por: **(i)** disminución en **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 203 millones**, de los cuales **US\$ 202 millones** se explican por el efecto de conversión por devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense. Además aumentó la deuda con Fundación Cesp por **US\$ 112 millones**, debido a migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida, la cual fue totalmente compensada por traspasos al corto plazo de deuda por bonos; **(ii)** disminución en **Enel Distribución Goiás por US\$ 189 millones**, explicado por **US\$ 176 millones** por traspaso de préstamos bancarios a corto plazo y por **US\$ 61 millones** por efectos de conversión por la devaluación del real brasileño, compensado por nuevos financiamientos y por efectos de tipo de cambio para deuda en moneda extranjera por **US\$ 48 millones**; **(iii)** disminución en **Enel Distribución Río por US\$ 216 millones**, que incluye **US\$ 118 millones** de conversión por la devaluación del real brasileño y **US\$ 176 millones** por traspaso de préstamos bancarios al corto plazo, compensados con nueva captación por **US\$ 38 millones** y mayores efectos de tipo de cambio por **US\$ 40 millones** por deuda moneda extranjera; **(iv)** disminución en **Enel Distribución Ceará por US\$ 133 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño por **US\$ 102 millones** y traspasos a corto plazo de préstamos bancarios por **US\$ 34 millones**; **(v)** disminución **Enel Green Power Volta Grande por US\$ 49 millones**, principalmente por los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño; y **(vi)** disminución en **Emgesa por US\$ 273 millones**, principalmente por traspaso de deuda por bonos al corto plazo por **US\$ 223 millones** y por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense por **US\$ 50 millones**. Lo anterior parcialmente compensado por aumento en **Codensa por US\$ 121 millones** principalmente por nuevas captaciones, neto de sus traspasos al corto plazo de bonos por **US\$ 134 millones** compensado por de los efectos de la conversión del peso colombiano respecto del dólar estadounidense por **US\$ 13 millones**.

- **Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 275 millones**, que se explica por (i) disminución debido a los efectos de la devaluación de las distintas monedas en que operamos respecto del dólar estadounidense por **US\$ 527 millones**; (ii) **US\$ 62 millones** en **Enel Distribución Goiás** principalmente por traspasos al corto plazo de cuentas a pagar por proveedores de energía e impuesto PIS COFINS; (iii) por **US\$ 23 millones** en **Enel Distribución Ceará** principalmente por traspaso al corto plazo de efecto PIS y COFINS y cuentas por pagar; y (iv) **US\$ 20 millones** en **Edesur**, por menores cuentas por pagar a CAMMESSA y otras cuentas por pagar. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 352 millones**, principalmente por impuestos PIS y COFINS y cuentas por pagar por energía neto de sus traspasos al corto plazo.
- **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 144 millones** que se explica por préstamo de EFI a **Enel Distribución Rio**.
- **Disminución de Otras provisiones no corrientes por US\$ 142 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\$ 81 millones**; y (ii) en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 69 millones**. Adicionalmente menores provisiones de desmantelamiento en **Enel Generación Perú** por **US\$ 23 millones**, debido a exceso de provisión efectuada en 2019. Lo anterior parcialmente compensado por aumento en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 27 millones**, de mayores provisiones de litigios laborales y civiles.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US\$ 212 millones**, explicado principalmente por nuestra filial brasileña **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 201 millones**, que incluye los efectos de la conversión del real brasileño con respecto al dólar estadounidense por **US\$ 339 millones**, y traspaso a deuda financiera por **US\$ 177 millones**, producto de la migración voluntaria realizada por empleados a un plan de contribución definida hacia Fundación Cesp. Lo anterior parcialmente compensado por actualización de valoración actuarial de los pasivos post empleo por **US\$ 315 millones**.

➤ **El Patrimonio Total disminuyó en US\$ 1.912 millones, explicado por:**

- **El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en US\$ 1.860 millones** principalmente por **(i) disminución de capital inicial US\$ 21 millones** que corresponden a gastos de emisión y colocación de acciones realizados durante 2019, los cuales fueron imputados al capital durante el presente ejercicio, post aprobación en Junta Extraordinaria de Accionistas realizada en diciembre de 2020; **(ii) disminución de otras reservas por US\$ 1.781 millones**, principalmente por diferencias de conversión por **US\$ 2.025 millones, US\$ 8 millones** correspondiente a reservas de cobertura de flujo de efectivo, compensados por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina por **US\$ 252 millones**; **(iii) disminución de US\$ 570 millones** por el pago de dividendos y **(iv) disminución de reservas por la aplicación de la NIC 19 “Beneficios a los empleados”, debido al registro de pérdidas actuariales por US\$ 313 millones**. Lo anterior, parcialmente compensado por aumento de la utilidad del período por **US\$ 825 millones**.
- **Las participaciones no controladoras disminuyeron en US\$ 52 millones** y se explican principalmente por: **(i) disminución de US\$ 306 millones** por el pago de dividendos; y **(ii) disminución de US\$ 226 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión. Estos efectos fueron compensados por: **(i) aumento de utilidad del período por US\$ 356 millones**; y **(ii) aumento de otras reservas varias por US\$ 124 millones** por aplicación de NIC 29 “economías hiperinflacionarias” en Argentina.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	dic-20	dic-19	dic-19	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,85	0,98	-	0,13	(13,1%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,78	0,92	-	0,13	(14,6%)
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(1.098)	(155)		(943)	609,8%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,61	1,43		0,17	12,2%
	Deuda Corto Plazo (4)	%	43,8%	38,4%		5,4%	14,1%
	Deuda Largo Plazo (5)	%	56,2%	61,6%		(5,4%)	(8,8%)
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,97		4,83	0,14	2,9%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	16,8%		19,3%	(2,5%)	(12,8%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	9,1%		19,3%	(10,2%)	(52,7%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	4,2%		7,6%	(3,4%)	(45,2%)

(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 atribuible a los propietarios al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 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 al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020 y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

-La **liquidez corriente** al 31 de diciembre de 2020 alcanzó **0,85 veces**, presentando una disminución de **13,1%** con respecto a diciembre 2019, explicado por el aumento del pasivo corriente, principalmente debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

-La **razón ácida** al 31 de diciembre de 2020 alcanzó **0,78 veces**, presentando una disminución de **14,6%** con respecto al 31 de diciembre de 2019, también explicado por el aumento del pasivo corriente, principalmente debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

-El **capital de trabajo** al 31 de diciembre de 2020 corresponde a **(-US\$ 1.098 millones)**, que refleja un empeoramiento respecto al 31 de diciembre de 2019 donde alcanzó **(-US\$ 155 millones)**, explicado principalmente por el aumento del pasivo corriente, debido al traspaso de deuda financiera desde pasivo no corriente.

-La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,61 veces** al 31 de diciembre de 2020, aumento de un **12,2%** respecto del 31 de diciembre de 2019, explicado por menor Patrimonio Dominante respecto del año anterior, principalmente por los efectos de conversión de las diferentes monedas funcionales en los países en que operamos.

-La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 31 de diciembre de 2020 fue de **4,97 veces**, lo cual representa un aumento **2,9%** comparado con el mismo con el año anterior, debido a un mejor resultado financiero respecto de diciembre de 2019.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un **16,8%** al 31 de diciembre de 2020, comparado con el 19,3%, obtenido en el ejercicio 2019, este menor desempeño se explica por los menores ingresos de explotación en 2020 respecto del ejercicio 2019.

-La rentabilidad **del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un **9,1%**, lo que representa una disminución de un **52,7%**, producto de una disminución en el resultado de la sociedad dominante en el último ejercicio respecto de 2019.

-La **rentabilidad de los activos** fue de un **4,2%** al 31 de diciembre de 2020, lo que representa una disminución de un **45,2%**, producto de una disminución en el resultado total al 31 de diciembre de 2020 respecto de 2019.

3. PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto del período fue negativo al 31 de diciembre de 2020 por **US\$ 297 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 402 millones** con respecto al 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 diciembre 2019, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	dic-20	dic-19	Variación	Var %
Flujo de la Operación	2.426	2.528	(102)	(4,0%)
Flujo de Inversión	(1.536)	(1.600)	64	(4,0%)
Flujo de Financiamiento	(1.187)	(823)	(364)	44,2%
Flujo neto del período	(297)	105	(402)	(382,9%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron **US\$ 2.426 millones** a diciembre de 2020, representando una disminución del **4%** con respecto a diciembre 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\$ 3.639 millones**; (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por **US\$ 441 millones**; (iii) mayores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por **US\$ 1 millón**; 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\$ 1.158 millones**; (ii) menores pagos a y por cuenta de los empleados por **US\$ 136 millones**; (iii) menores otros pagos por actividades de operación por **US\$ 1.710 millones**; (iv) menores otras salidas de efectivo por **US\$ 57 millones**; (v) menores pagos de impuesto a las ganancias **US\$ 33 millones**; y (vi) mayores pagos por primas y prestaciones por **US\$ 1 millón**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión generaron una salida neta por **US\$ 1.536 millones** a diciembre de 2020, que se explica principalmente por: (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 814 millones**; (ii) incorporación de activos intangibles por **US\$ 740 millones**; (iii) inversiones a más de 90 días por **US\$ 216 millones**; y (iv) **US\$ 5 millones** por pagos de contratos de derivados. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: (i) Intereses recibidos por **US\$ 43 millones**; (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 176 millones**; y (iii) **US\$ 20 millones** de cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



Los **flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación** generaron una salida neta por **US\$ 1.187 millones** a diciembre de 2020, originados principalmente por la obtención de créditos bancarios por **US\$ 1.646 millones**; **US\$ 294 millones** por préstamos de relacionadas correspondiendo **US\$ 150 millones** de EFI a Enel Américas y **US\$ 144 millones** de EFI a Enel Distribución Rio. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i)** pagos de préstamos por **US\$ 1.776 millones**, que incluye **US\$ 1.220 millones** de créditos bancarios, **US\$ 486 millones** de bonos y **US\$ 69 millones** de otras fuentes de financiamiento; **(ii)** pago de dividendos por **US\$ 1.057 millones**; **(iii)** pago de intereses por **US\$ 327 millones**; **(iv)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US\$ 77 millones** y; **(v)** Otras entradas de efectivo por **US\$ 110 millones**.

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

EMPRESA	Información Propiedades, Planta y Equipos (en millones de US\$)					
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
	dic-20	dic-19	Var %	dic-20	dic-19	Var %
Enel Generación Chocon S.A.	-	-	0,0%	14	15	(5,5%)
Enel Generación Costanera S.A.	29	6	383,3%	42	40	5,3%
Emgesa S.A.E.S.P.	86	108	(20,4%)	66	74	(10,5%)
Enel Generación Perú S.A.	42	43	(2,3%)	49	50	(2,9%)
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	233	187	24,6%	67	81	(17,5%)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	1	4	(75,0%)	5	7	(29,6%)
Enel Distribución Fortaleza	9	19	(52,6%)	11	14	(22,8%)
Enel Cien S.A.	2	2	0,0%	8	12	(37,3%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	186	221	(15,8%)	159	201	(20,9%)
Edesur S.A.	103	186	(44,6%)	74	54	36,8%
Enel Distribución Perú S.A.	127	165	(23,0%)	58	57	2,4%
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	149	181	(17,7%)	83	104	(20,3%)
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	173	173	0,0%	58	65	(11,2%)
Codensa S.A.	385	306	25,8%	116	122	(5,3%)
Central Dock Sud S.A.	7	34	(79,4%)	28	31	(9,7%)
Enel Generación Piura S.A.	8	5	60,0%	12	11	9,1%
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	14	18	(22,2%)	10	10	0,0%
Total	1.553	1.659	(6,4%)	858	948	(9,5%)

(*) 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.

1. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A., que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Américas con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres “líneas” juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio de Enel Américas a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

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:

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
	%	%
Tasa de interés fija	38%	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 cuarto trimestre 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 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

A 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 cuarto trimestre 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 20, 21 y 23.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes. 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. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo al Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, posteriormente prorrogada, la medida estará vigente hasta marzo de 2021. En Brasil, de acuerdo a la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte, a excepción de Rio de Janeiro, que mantendrá la medida hasta julio de 2021. En Colombia, de acuerdo a los Decretos 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo a Decreto 35-20, de 16 de marzo de 2020. A la fecha, ambos países han retomado las actividades de corte de manera normal.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado en 2020 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3.g.3 y 10.c).

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).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

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.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020



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\$ 407.000.

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.