

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021 (cifras expresadas en millones de US\$)

- Los ingresos acumulados a septiembre 2021 mostraron un aumento de 35,1% comparado con el mismo período de 2020, llegando a US\$ 11.513 millones, explicado por mayores ingresos principalmente en Brasil, y por la consolidación a contar del 1 de abril de 2021 de EGP Américas (EGPA) que representaron un ingreso adicional de US\$ 584 millones. Esto fue parcialmente compensado por menores ingresos en Argentina.

En términos trimestrales, los ingresos en el 3^{er} trimestre aumentaron un 72,2% principalmente debido al aporte de EGPA. Sin esto, los ingresos hubiesen aumentado un 28,3% principalmente por mayores ingresos en Brasil.

- El EBITDA al 30 de septiembre de 2021 aumentó en 25,6% respecto al mismo período de 2020, alcanzando los US\$ 2.759 millones. Esto se explica principalmente por el aporte de EGPA de US\$ 261 millones y a mejores resultados en Brasil, Colombia y Perú, parcialmente compensado por un menor EBITDA en Argentina y un impacto negativo de US\$ 126 millones por tipo de cambio.

En términos trimestrales, el EBITDA del 3^{er} trimestre de 2021 aumentó en 47,1% respecto al mismo período del año anterior, explicado por el mencionado aporte de EGPA y también a un mayor EBITDA en los cuatro países, parcialmente compensado por un impacto negativo de US\$ 29 millones por tipo de cambio.

Sin el aporte de EGPA, el EBITDA hubiese aumentado un 13,7% en términos acumulados y un 28,5% en términos trimestrales.

País	EBITDA (en millones de US\$)					
	Acumulado			Trimestral		
	sep-21	sep-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Argentina	114	138	(17,9%)	49	40	24,0%
Brasil	1.176	829	41,8%	505	291	73,6%
Colombia	1.000	892	12,2%	346	290	19,4%
Perú	390	357	9,2%	120	112	7,2%
EGP Centroamérica	104	-	100,0%	54	-	100,0%
Enel Américas (*)	2.759	2.196	25,6%	1.066	725	47,1%

(*): Incluye Holding y Eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó un 30,0% acumulado a septiembre llegando a US\$ 1.798 millones, mientras que en el 3er trimestre aumentó un 40,9% llegando a US\$ 678 millones. En ambos casos se explica por un mayor EBITDA parcialmente compensado por una mayor depreciación y amortización.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a US\$ 622 millones acumulado a septiembre, un 27,8% más que en el mismo período de 2020. A nivel trimestral el resultado fue de US\$ 264 millones, un aumento de 39,2% respecto al 3er trimestre de 2020. Esto se explica por el mejor resultado a nivel de EBITDA junto a un mejor resultado financiero neto.
- La deuda financiera neta alcanzó los US\$ 5.834 millones, lo cual representa un 31,8% más que al cierre de 2020, explicado principalmente por una mayor deuda neta en las distribuidoras de Brasil, en Enel Generación Perú y en Codensa, lo cual fue parcialmente compensado principalmente por una disminución en la deuda neta en Enel Américas Holding.
- El CAPEX en los primeros 9 meses del año ascendió a US\$ 1.808 millones, lo cual incluye US\$ 509 millones de EGPA. Sin considerar esto último, el CAPEX aumentó en un 32,4% respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por aumentos en Enel Goiás y Enel Sao Paulo.

En términos trimestrales, el CAPEX ascendió a US\$ 815 millones incluyendo EGPA y US\$ 499 millones sin incluirlo.

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA EL ANÁLISIS DE LOS PRESENTES ESTADOS FINANCIEROS

Cambio de Perímetro, incorporación de EGP Américas

El 21 de septiembre de 2020, el Directorio de Enel Américas resolvió por unanimidad iniciar un proceso de fusión destinado a la adquisición por parte de Enel Américas de EGP Américas SpA (“EGP Américas”) a través de una fusión con y en Enel Américas (en adelante la “Fusión”). Inmediatamente antes de la Fusión, EGP Américas, una empresa recién formada, mantendría los negocios de generación de energía renovable de Enel Green Power S.p.A. en América Central y del Sur, excepto Chile.

La Fusión, que entró en vigencia a partir del 1 de abril de 2021, se ajusta a la estrategia y planes de desarrollo del Grupo, considerando la alta prioridad en el impulso de las energías renovables efectuada en la región, lo que posibilita acelerar el posicionamiento de Enel Américas dentro del escenario de transición energética y convertirla en la empresa líder en Centro y Sudamérica en generación y distribución de energía. Como resultado de la Fusión, Enel Américas fortalece su negocio de generación de energía renovable, así como también se ha diversificado geográficamente, a través de la incorporación de los activos en Costa Rica, Guatemala y Panamá, además de adquirir nuevos activos en países de América del Sur donde ya estaba presente, aumentando su capacidad instalada en la región en 5 GW de capacidad operativa y en construcción, además de un pipeline que será evaluado en el curso de la operación.

Mediante junta extraordinaria de accionistas celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de Enel Américas aprobaron la Fusión, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas.

Finalmente, la Fusión se perfeccionó con fecha 1 de abril de 2021, incorporándose a contar de esa fecha las siguientes sociedades principales:

- Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.
- Enel Green Power Costa Rica S.A.
- Enel Green Power Colombia S.A.S ESP
- Enel Green Power Guatemala S.A.
- Enel Green Power Panamá S.R.L.
- Enel Green Power Perú S.A.C.
- Enel Green Power Argentina S.A.
- Energía y Servicios South América SpA
- ESSA2 SpA.

Con esta misma fecha, 1 de abril de 2021, surtieron sus efectos todas las modificaciones de los estatutos sociales de Enel Américas aprobadas en la Junta, consistentes en el respectivo aumento de capital y en la eliminación de las limitaciones y restricciones establecidas en los estatutos por aplicación del Título XII del Decreto Ley N° 3.500 de 1980 – con la sola excepción de la Política de Inversiones y Financiamiento que permanece- y, particularmente, en aquella que consistía en que un accionista y sus personas relacionadas no podían concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación y transmisión

El negocio de generación y transmisión al 30 de septiembre mostró un aumento en **EBITDA** de **42,0%** comparado con el mismo período del año anterior, llegando a **US\$ 1.412 millones**. Esto se explica principalmente por la incorporación de **EGPA** al perímetro de consolidación, cuyo aporte a nivel de **EBITDA** fue de **US\$ 261 millones**. Sin considerar este efecto, el **EBITDA** hubiese aumentado en **15,7%**.

A nivel trimestral, el **EBITDA** aumentó en **68,0%** también debido principalmente al aporte de **EGPA**. Sin esto, el **EBITDA** hubiese aumentado en **27,5%** explicado por mejores resultados en Colombia, Brasil y Perú.

Generación

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sep-21	sep-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	52.706	43.477	21,2%	19.370	15.519	24,8%
Total Generación (GWh)	36.686	30.219	21,4%	13.782	11.050	24,7%

Distribución

En distribución, el **EBITDA** aumentó un **12,2%** acumulado a septiembre comparado con el mismo período del año anterior, alcanzando los **US\$ 1.422 millones**. Lo anterior se explica por mejores resultados en Brasil, Colombia y Perú, compensado parcialmente por un menor desempeño en Argentina y por un impacto negativo por tipo de cambio de **US\$ 87 millones**.

A nivel trimestral, el **EBITDA** en Distribución aumentó en **29,0%** alcanzando los **US\$ 535 millones**. Esto se explica principalmente por una mayor demanda en los cuatro países.

Al 30 de septiembre de 2021, el número de clientes consolidado mostró un aumento de 448 mil clientes o 1,8% en comparación con septiembre del año anterior llegando a más de 26 millones, mientras que las ventas físicas aumentaron 5,3% a nivel acumulado y 4,4% en el trimestre.

Distribución

Información Física	Acumulado			Trimestral		
	sep-21	sep-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %
Total Ventas (GWh)	89.473	84.959	5,3%	30.174	28.910	4,4%
Número de clientes	26.042.989	25.594.703	1,8%	26.042.989	25.594.703	1,8%

RESUMEN FINANCIERO

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

• Caja y caja equivalente	US\$ 1.462 millones
• Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días	US\$ 1.482 millones
• Líneas de crédito comprometidas disponibles (*)	US\$ 1.444 millones

(*) Incluye cinco líneas de crédito comprometidas entre partes relacionadas con Enel Finance International (EFI). Una de ellas de Enel Américas por un monto disponible de US\$ 420 millones, otra de Enel Brasil por un saldo disponible de US\$ 147 millones, otra de EGP Perú por un saldo disponible de US\$ 20 millones, otra de EGP Panamá por un monto disponible de US\$ 13 millones y otra de EGP Costa Rica por un saldo disponible de US\$ 3 millones.

La tasa de interés nominal promedio en septiembre 2021 aumentó hasta 5,6% desde 4,9% en diciembre 2020, influenciado principalmente por una tendencia al alza en los índices asociados a tasas variables de las deudas en Brasil. Lo anterior se compensa parcialmente con mejores condiciones de tasa en el refinanciamiento de deudas en Colombia y Perú

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\$ 1.482 millones y forwards por US\$ 1.481 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\$ 529 millones.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

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

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a **15.594 MW** al 30 de septiembre de 2021. El **67,4%** de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares y el **32,6%** de fuentes térmicas. Esta capacidad y el mix de fuentes de energía se alcanzan con la reciente incorporación de EGPA, la cual se espera siga creciendo a futuro, aumentando en el tiempo el porcentaje de fuentes de generación renovables.

El Grupo lleva a cabo el negocio de la generación a través de las subsidiarias Enel Generación Costanera, Enel Generación el Chocón, Central Dock Sud y Enel Green Power Argentina S.A. en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel Generación Fortaleza, EGP Volta Grande y Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda. en Brasil, Enel Green Power Costa Rica S.A. en Costa Rica, Emgesa y Enel Green Power Colombia S.A.S ESP en Colombia, Enel Green Power Guatemala S.A. en Guatemala, Enel Green Power Panamá S.R.L. en Panamá y Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, y Enel Green Power Perú S.A.C. 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 2.200 MW.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro resume la información física del segmento de generación, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020, por cada subsidiaria:

Empresa	Mercados en que participa	Acumulado			Trimestral			(%)	
		sep-21	sep-20	Var %	3T2021	3T2020	Var %	sep-21	sep-20
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	4.956	4.995	(0,8%)	1.732	1.352	28,1%	4,6%	5,8%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	1.601	2.389	(33,0%)	472	1.084	(56,5%)	1,5%	2,1%
Central Dock Sud	SIN Argentina	3.930	3.085	27,4%	1.335	1.206	10,7%	3,7%	3,0%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Perú	7.448	7.177	3,8%	2.193	2.306	(4,9%)	18,6%	21,0%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Perú	526	418	25,8%	196	161	21,7%	1,3%	1,1%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	13.007	13.301	(2,2%)	4.664	4.703	(0,8%)	23,7%	24,9%
EGP Cachoeira Dourada S.A. (*)	SICN Brasil	5.703	8.356	(31,7%)	1.538	3.265	(52,9%)	1,5%	3,6%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	3.807	2.303	65,3%	1.163	879	32,3%	1,0%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	1.198	1.453	(17,5%)	407	563	(27,7%)	0,3%	0,4%
EGP Brasil	SICN Brasil	8.145	-	-	4.430	-	-	(***)	-
EGP Colombia	SIN Colombia	61	-	-	33	-	-	(***)	-
EGP Perú	SICN Peru	520	-	-	275	-	-	(***)	-
EGP Centroamérica	(**)	1.804	-	-	932	-	-	(***)	-
Total		52.706	43.477	21,2%	19.370	15.519	24,8%		

(*) Al 30 de septiembre de 2020, la cifra reportada era 14.258 GWh y 5.330 GWh en términos acumulados y para el tercer trimestre, respectivamente, las cuales incluían 5.902 GWh en términos acumulados y 2.065 GWh para el tercer trimestre, correspondientes a la energía que EGP Cachoeira Dourada S.A. intermediaba en el mercado eléctrico de Brasil. A partir de este año, este negocio de intermediación lo efectúa Enel Trading Brasil por lo cual para efectos comparativos se ha excluido las cifras antes mencionadas de las ventas físicas del año 2020.

(**) Las empresas de Costa Rica, Guatemala y Panamá, participan de sus mercados locales SEN, SEN y SIN respectivamente, y adicionalmente forma parte del MER (Mercado Eléctrico Regional), que es un mercado global que abarca los 6 países de Centroamérica.

(***) No se ha incorporado la participación de mercado de las Sociedades de EGP Américas que han sido incorporadas el 1 de abril de 2021, por considerarse que seis meses de operación no son representativas de la participación real de mercado que tienen en cada uno de sus países.

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 Sao 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 26 millones de clientes.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves del segmento de distribución por subsidiaria, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)						Pérdidas de energía (%)	
	Acumulado			Trimestral			%	
	sep-21	sep-20(**)	Var %	3T2021	3T2020(**)	Var %	sep-21	sep-20
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	12.603	12.118	4,0%	4.427	3.986	11,1%	18,4%	18,4%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	6.061	5.584	8,5%	2.004	1.891	6,0%	8,4%	8,7%
Enel Distribución Río S.A.	8.606	8.201	4,9%	2.691	2.730	(1,4%)	21,1%	22,5%
Enel Distribución Ceará S.A.	9.359	8.580	9,1%	3.205	3.000	6,8%	16,0%	15,3%
Enel Distribución Goiás S.A.	11.254	10.601	6,2%	3.917	3.818	2,6%	11,3%	11,8%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	30.807	29.707	3,7%	10.195	10.006	1,9%	10,4%	10,4%
Codensa S.A.	10.783	10.168	6,0%	3.735	3.479	7,4%	7,6%	7,5%
Total	89.473	84.959	5,3%	30.174	28.910	4,4%	12,8%	12,9%

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

(**) Los Datos de ventas de energía reportados para el acumulado y tercer trimestre terminados al 30 de septiembre de 2020 fueron 84.932 GWh y 28.883GWh, y han sido modificados para uniformar leves mejoras en la consideración de criterios utilizados en la obtención de cifras en las subsidiarias de distribución de Brasil.

Empresa	Clientes (miles)			Clientes/Empleados		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	2.538	2.502	1,4%	728	717	1,5%
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	1.481	1.443	2,6%	2.416	2.467	(2,1%)
Enel Distribución Río S.A.	3.017	2.966	1,7%	3.029	2.992	1,2%
Enel Distribución Ceará S.A.	4.043	4.049	(0,1%)	3.620	3.596	0,7%
Enel Distribución Goiás S.A.	3.271	3.183	2,8%	2.471	2.807	(12,0%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	8.007	7.862	1,8%	1.746	1.323	32,0%
Codensa S.A.	3.686	3.589	2,7%	2.354	2.348	0,3%
Total	26.043	25.594	1,8%	1.903	1.730	10,0%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes y país, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Acumulado															
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre		Septiembre	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Generación	164	177	1.694	391	909	854	396	358	136	-	3.299	1.780	(604)	(547)	2.695	1.233
Clientes Regulados	-	-	264	164	556	475	201	201	98	-	1.119	840	(604)	(547)	515	293
Clientes no Regulados	-	-	540	199	304	255	147	137	-	-	991	591	-	-	991	591
Ventas de Mercado Spot	164	177	890	28	49	124	43	18	38	-	1.184	347	-	-	1.184	347
Otros Clientes	-	-	-	-	-	-	5	2	-	-	5	2	-	-	5	2
Distribución	536	579	4.840	3.660	634	560	631	631	-	-	6.641	5.430	(3)	-	6.638	5.430
Residenciales	225	260	2.720	2.263	378	348	591	360	-	-	3.914	3.231	-	-	3.914	3.231
Comerciales	149	221	1.076	825	147	125	26	62	-	-	1.398	1.233	(3)	-	1.395	1.233
Industriales	101	48	309	274	65	53	1	118	-	-	476	493	-	-	476	493
Otros Consumidores	61	50	735	298	44	34	13	91	-	-	853	473	-	-	853	473
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(231)	(199)	(270)	(241)	(106)	(107)	-	-	(607)	(547)	607	547	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	700	756	6.303	3.852	1.273	1.173	921	882	136	-	9.333	6.663	-	-	9.333	6.663
Variación en millones de US\$ y %	(56)	7,4%	2.450	63,6%	100	8,5%	39	4,4%	136	-	2.670	40,1%	-	-	2.670	40,1%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA (en millones de US\$)	Cifras Trimestrales															
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centroamérica		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	3T		3T		3T		3T		3T		3T		3T		3T	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Generación	59	55	1.003	128	328	287	142	125	71	-	1.603	594	(221)	(191)	1.382	403
Clientes Regulados	(0)	-	93	55	213	178	68	66	54	-	428	299	(222)	(191)	206	107
Clientes no Regulados	-	-	309	72	107	90	50	53	-	-	467	215	-	-	467	215
Ventas de Mercado Spot	59	55	601	1	8	18	21	6	17	-	705	80	-	-	705	80
Otros Clientes	-	(0)	-	-	-	-	3	1	-	-	3	1	-	-	3	1
Distribución	206	190	2.057	1.202	221	173	199	206	-	-	2.683	1.771	(3)	-	2.680	1.771
Residenciales	92	87	1.114	763	129	106	360	105	-	-	1.695	1.060	-	-	1.695	1.060
Comerciales	61	74	494	255	52	39	(18)	29	-	-	589	397	(3)	-	586	397
Industriales	41	16	51	92	23	18	(92)	41	-	-	24	167	-	-	24	167
Otros Consumidores	12	14	398	92	17	9	(51)	31	-	-	376	147	-	-	376	147
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(87)	(67)	(102)	(90)	(36)	(34)	-	-	(225)	(191)	225	192	-	1
Ingresos por Ventas de Energía	266	245	2.973	1.263	447	369	306	296	71	-	4.061	2.174	-	-	4.061	2.173
Variación en millones de US\$ y %	20	-8,3%	1.710	135,4%	77	21,0%	9	3,2%	71	0,0%	1.888	86,9%	-	-	1.888	86,8%

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

El resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas por el período terminado al 30 de septiembre de 2021, fue de **US\$ 622 millones**, lo que representa un incremento de un **27,8%** con respecto al resultado de **US\$ 487 millones** registrado en el mismo período del año anterior.

Durante el tercer trimestre de 2021, el resultado atribuible a los accionistas de Enel Américas alcanzó los **US\$ 264 millones**, presentando un incremento de **US\$ 74 millones** respecto al tercer trimestre de 2020, equivalente a un incremento de un **39,2%**.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, en términos acumulados y trimestrales al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	%	3T2021	3T2020	Variación	%
Ingresos	11.513	8.521	2.992	35,1%	4.855	2.820	2.035	72,2%
Ingresos de actividades ordinarias	9.333	6.663	2.670	40,1%	4.061	2.173	1.888	86,9%
Otros ingresos de explotación	2.180	1.858	322	17,3%	794	647	147	22,8%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(7.511)	(5.143)	(2.368)	(46,0%)	(3.365)	(1.722)	(1.643)	(95,5%)
Compras de energía	(5.529)	(3.487)	(2.042)	(58,6%)	(2.625)	(1.129)	(1.496)	132,5%
Consumo de combustible	(89)	(108)	19	17,5%	(26)	(36)	10	(25,8%)
Gastos de transporte	(799)	(748)	(51)	(6,8%)	(253)	(269)	16	(6,0%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.095)	(800)	(294)	(36,8%)	(461)	(288)	(173)	60,2%
Margen de Contribución	4.002	3.378	624	18,5%	1.490	1.098	392	35,7%
Gastos de personal	(541)	(485)	(56)	(11,7%)	(184)	(152)	(32)	21,3%
Otros gastos por naturaleza	(702)	(697)	(5)	(0,7%)	(240)	(221)	(19)	8,3%
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	2.759	2.196	563	25,6%	1.066	725	341	47,1%
Depreciación y amortización	(713)	(634)	(79)	(12,4%)	(256)	(207)	(49)	23,4%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(248)	(179)	(69)	(38,5%)	(132)	(37)	(96)	260,6%
Resultado de Explotación (EBIT)	1.798	1.383	415	30,0%	678	481	196	40,9%
Resultado Financiero	(227)	(285)	58	20,3%	(98)	(109)	11	10,4%
Ingresos financieros	375	181	194	107,0%	166	70	96	137,9%
Gastos financieros	(714)	(531)	(183)	(34,6%)	(266)	(202)	(64)	32,1%
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	95	57	38	65,8%	50	22	28	133,7%
Diferencia de cambio	17	8	9	132,2%	(48)	1	(49)	N/A
Otros Resultados distintos de la operación	1	7	(6)	(85,2%)	0	4	(4)	(95,3%)
Otras Ganancias (pérdidas)	0	4	(4)	(94,3%)	(0)	3	(3)	(100,7%)
Resultados de soc. contabilizadas por método de participación	1	3	(2)	(74,5%)	0	1	(1)	(65,9%)
Resultado Antes de Impuestos	1.572	1.105	467	42,3%	580	376	204	54,1%
Impuesto sobre sociedades	(659)	(356)	(303)	(85,3%)	(211)	(103)	(108)	105,7%
Resultado después de impuestos	913	749	164	21,9%	369	273	96	35,3%
Resultado del Período	913	749	164	21,9%	369	273	96	35,2%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	622	487	135	27,8%	264	190	74	39,2%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	291	262	29	10,9%	105	83	22	26,0%
Utilidad por acción USD (*) Operaciones Continuas	0,01	0,01	0,00	0,3%	0,00	0,00	(0,00)	(1,3%)
Utilidad por acción USD (*)	0,00641	0,00640	0,00002	0,3%	0,00246	0,00249	(0,00003)	(1,3%)

(*) Al 30 de Septiembre de 2021 y 2020, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 96.995.808.491 y 76.086.311.036 respectivamente.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



EBITDA

El **EBITDA** para el período terminado al 30 de septiembre de 2021 fue de **US\$ 2.759 millones**, lo que presenta un incremento de **US\$ 563 millones**, equivalente a un crecimiento de un **25,6%**, con respecto al **EBITDA** de **US\$ 2.196 millones** respecto de igual período terminado al 30 de septiembre de 2020.

Durante el tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** de Enel Américas alcanzó los **US\$ 1.066 millones**, presentando un incremento de **US\$ 341 millones** respecto al tercer trimestre de 2020, equivalente a un incremento de un **47,1%**.

El crecimiento en estas cifras se debe principalmente al mejor desempeño económico de las operaciones de Brasil, y la incorporación a partir del 1 de abril de 2021 de las operaciones de EGP Centro y Sudamérica, que con aporte de **US\$ 261 millones** al 30 de septiembre de 2021 y **US\$ 135 millones** en el tercer trimestre terminado en esa misma fecha, neutralizan el efecto negativo de conversión de cifras producto de la devaluación de monedas por **US\$ 126 millones** y **US\$ 29 millones** en términos acumulados y trimestrales, respectivamente.

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, en términos acumulados y trimestrales al cierre del 30 de septiembre de 2021:

EBITDA POR SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	168	180	(12)	(6,8%)	62	56	6	10,9%
Brasil	1.741	442	1.299	294,0%	1.011	151	860	568,0%
Colombia	931	871	60	6,9%	334	292	42	14,2%
Perú	418	366	52	14,1%	148	128	20	15,6%
Centroamérica	145	-	145	100,0%	78	-	78	100,0%
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	3.403	1.859	1.544	83,0%	1.633	627	1.006	160,3%
Distribución:								
Argentina	568	609	(41)	(6,6%)	220	199	21	10,7%
Brasil	6.250	4.840	1.410	29,1%	2.595	1.608	987	61,4%
Colombia	1.258	1.134	124	11,0%	424	377	47	12,7%
Perú	670	655	15	2,3%	212	213	(1)	(0,5%)
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	8.746	7.238	1.508	20,8%	3.451	2.397	1.054	44,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(636)	(576)	(60)	10,5%	(229)	(204)	(25)	12,6%
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	11.513	8.521	2.992	35,1%	4.855	2.820	2.035	72,2%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(13)	(16)	3	(18,7%)	(5)	(0)	(5)	8600,0%
Brasil	(1.288)	(256)	(1.032)	404,3%	(799)	(86)	(713)	832,5%
Colombia	(296)	(306)	10	(3,1%)	(107)	(101)	(6)	5,1%
Perú	(128)	(114)	(14)	11,7%	(51)	(43)	(8)	18,3%
Centroamérica	(23)	-	(23)	100,0%	(13)	-	(13)	100,0%
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	(1.748)	(692)	(1.056)	152,7%	(975)	(230)	(745)	324,1%
Distribución:								
Argentina	(386)	(422)	36	(8,5%)	(145)	(145)	-	-
Brasil	(4.826)	(3.516)	(1.310)	37,3%	(2.080)	(1.187)	(893)	75,3%
Colombia	(741)	(649)	(92)	14,3%	(256)	(217)	(39)	18,1%
Perú	(444)	(438)	(6)	1,3%	(138)	(146)	8	(6,1%)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	(6.397)	(5.025)	(1.372)	27,3%	(2.619)	(1.695)	(924)	54,5%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	634	574	60	10,4%	229	203	26	12,7%
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	(7.511)	(5.143)	(2.368)	46,0%	(3.365)	(1.722)	(1.643)	95,5%

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



EBITDA R SEGMENTO DE NEGOCIO / PAIS (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Generación y Transmisión:								
Argentina	(26)	(22)	(4)	18,3%	(9)	(7)	(2)	37,0%
Brasil	(27)	(10)	(17)	172,1%	(13)	(3)	(10)	330,7%
Colombia	(23)	(21)	(2)	8,8%	(7)	(7)	-	-
Perú	(22)	(21)	(1)	8,6%	(8)	(7)	(1)	8,7%
Centroamérica	(7)	-	(7)	100,0%	(3)	-	(3)	100,0%
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	(105)	(74)	(31)	42,1%	(40)	(24)	(16)	67,9%
Distribución:								
Argentina	(104)	(90)	(14)	14,8%	(39)	(29)	(10)	31,8%
Brasil	(235)	(230)	(5)	2,3%	(72)	(70)	(2)	2,0%
Colombia	(51)	(50)	(1)	1,1%	(16)	(16)	-	-
Perú	(28)	(25)	(3)	11,0%	(11)	(8)	(3)	29,4%
Gastos de Personal Segmento de Distribución	(418)	(395)	(23)	5,8%	(138)	(123)	(15)	11,4%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(18)	(16)	(2)	9,6%	(6)	(5)	(1)	17,0%
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	(541)	(485)	(56)	11,4%	(184)	(152)	(32)	21,3%
Generación y Transmisión:								
Argentina	(27)	(28)	1	(3,5%)	(11)	(12)	1	(10,1%)
Brasil	(35)	(10)	(25)	243,8%	(17)	(4)	(13)	368,8%
Colombia	(27)	(30)	3	(10,0%)	(10)	(13)	3	(27,8%)
Perú	(37)	(31)	(6)	19,8%	(16)	(12)	(4)	37,6%
Centroamérica	(11)	-	(11)	100%	(7)	-	(7)	100,0%
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	(138)	(99)	(39)	39,1%	(61)	(41)	(20)	46,8%
Distribución:								
Argentina	(63)	(70)	7	(9,3%)	(24)	(20)	(4)	20,8%
Brasil	(366)	(394)	28	(7,2%)	(107)	(112)	5	(4,3%)
Colombia	(53)	(57)	4	(6,7%)	(18)	(21)	3	(14,2%)
Perú	(27)	(29)	2	(5,4%)	(10)	(11)	1	(9,3%)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	(509)	(550)	41	(7,5%)	(159)	(164)	5	(2,9%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(55)	(48)	(7)	13,6%	(20)	(16)	(4)	23,4%
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	(702)	(697)	(5)	0,7%	(240)	(221)	(19)	8,3%
Generación y Transmisión:								
Argentina	102	114	(12)	(10,0%)	37	37	-	-
Brasil	391	166	225	134,9%	182	58	124	213,9%
Colombia	584	514	70	13,7%	210	171	39	22,8%
Perú	231	200	31	15,7%	73	66	7	10,6%
Centroamérica	104	-	104	100,0%	55	-	55	100,0%
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	1.412	994	418	42,0%	557	332	225	68,0%
Distribución:								
Argentina	15	27	(12)	(42,1%)	12	5	7	138,0%
Brasil	823	700	123	17,6%	336	239	97	40,3%
Colombia	413	378	35	9,2%	134	123	11	9,4%
Perú	171	163	8	4,8%	53	48	5	9,0%
EBITDA Segmento de Distribución	1.422	1.268	154	12,2%	535	415	120	29,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(75)	(66)	(9)	13,2%	(26)	(22)	(4)	21,0%
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	2.759	2.196	563	25,6%	1.066	725	341	47,1%

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Argentina:

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Enel Generación Costanera	42	55	(13)	(22,4%)	14	15	(1)	(6,7%)
Enel Generación El Chocón	20	31	(11)	(33,1%)	7	10	(3)	(27,7%)
Central Dock Sud	40	28	12	41,2%	17	11	6	49,7%
Enel Trading Argentina	-	-	-	-	(1)	1	(2)	(182,9%)
Ebitda Segmento Generación Argentina	102	114	(12)	(10,0%)	37	37	-	-

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los **US\$ 102 millones** a septiembre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 12 millones** respecto de igual periodo acumulado del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican estos efectos a septiembre de 2021, se describen a continuación:

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

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Costanera disminuyeron en US\$ 23 millones**, o **14,5%**, acumulados a septiembre 2021 respecto del año anterior. La disminución se explica principalmente, **(i)** por menores ingresos de **US\$ 23 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; **(ii)** por menores ingresos por ventas de **US\$ 7 millones**, debido principalmente a menores ventas de energía (**-39 GWh**), producto de una menor generación como consecuencia del menor requerimiento de despacho por parte de CAMMESA, principalmente de los ciclos combinados; y **(iii)** menores ingresos por venta por **US\$ 2 millones**, producto de los efectos de la Resolución N° 12/2019 que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de CAMMESA; Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por **US\$ 16 millones** por la aplicación de la nueva normativa Resolución N° 440/2021, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021 y **US\$ 3 millones** por efecto de inflación.

Los **costos de explotación disminuyeron en US\$ 2 millones** y se explican principalmente por menores consumos de gas producto de aplicación Resolución N° 12/2019 antes mencionada y menos costos asociados al menor volumen de venta de energía.

Los **gastos de personal aumentan en US\$ 4 millones** y se explican por **US\$ 9 millones** de incrementos salariales, compensado parcialmente por la disminución de **US\$ 5 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los **Otros gastos por naturaleza disminuyen en US\$ 3 millones** y se explican principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera alcanzó un **EBITDA** de **US\$14 millones**, disminuyendo en **US\$ 1 millón** el monto en el mismo período de 2020. Esta disminución se explica por:

Menor **EBITDA** de **US\$ 2 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre 2021, comparado con el mismo trimestre del año anterior, mayores costos salariales por **US\$ 4 millones** por incrementos salariales, mayores costos variables por **US\$ 2 millones** producto del mayor volumen de energía generado en tercer trimestre del año 2021 (**+380 GWh**). Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por **US\$ 7 millones** por la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29%.

Enel Generación El Chocón: Menor EBITDA de US\$ 11 millones principalmente por menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino y los mayores costos fijos originados por la inflación.

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 9 millones** respecto de igual período del año anterior, principalmente por menores ingresos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense. El mayor ingreso por **US\$ 3 millones**, por la aplicación de la nueva normativa Resolución N° 440/2021, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en una 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021, se ven compensados por menores ingresos por **US\$ 3 millones** producto de los efectos de la Resolución N°12/2019 que estableció que el abastecimiento de combustible propio que marginaba la compañía quedara nuevamente a cargo de CAMMESA.

Los **costos de Explotación** se mantienen en línea respecto a septiembre de 2020.

Los **gastos de personal** se mantienen en línea respecto del mismo período.

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementan en **US\$ 2 millones** producto de los mayores costos fijos producto de la inflación en Argentina y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense que afecta a algunos costos dolarizados.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, nuestra subsidiaria Enel Generación Chocón alcanzó un **EBITDA** de **US\$7 millones**, disminuyendo en **US\$ 3 millones** el monto en el mismo período de 2020. Esta disminución se explica por:

Menor **EBITDA** de **US\$ 1 millón** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre 2021, comparado con el mismo trimestre del año anterior, mayores costos variables por **US\$ 1 millón** producto de mayores costos de devaluación e inflación en Argentina, menores ingresos de explotación por **US\$ 2 millones** producto de una menor venta de energía (**-612 GWh**) por menores despachos a CAMMESA al decretarse crisis hídrica en el mes de julio por el bajo nivel de embalse y el bajo caudal de entrada, compensado parcialmente por **US\$ 1 millón** de mayor ingreso por la aplicación de la nueva normativa Resolución N° 440/2021, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29%.

Central Dock Sud: Mayor EBITDA de US\$ 12 millones principalmente por mayores volúmenes de venta y mejores precios de venta producto de la aplicación de la resolución 440/21 a partir de febrero de 2021.

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 12 millones**, o **25,1%**, a septiembre de 2021 respecto del mismo período del año anterior, lo que se explica principalmente por mayor ingreso de **US\$ 29 millones** por el incremento en el volumen de venta (**+845 GWh**) que dan cuenta de un incremento en los ingresos de **US\$ 20 millones**, a lo cual se le debe agregar el efecto positivo de la aplicación de la nueva normativa **Resolución N° 440/2021**, que estableció que los valores de la energía y potencia que se mantienen en pesos argentinos se pueden reajustar en un 29% en forma retroactiva a contar de febrero de 2021, dicho incremento explica **US\$ 9 millones** de mayores ingresos. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos de **US\$ 17 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

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

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

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

En el tercer trimestre de 2021, Central Dock Sud presenta un **EBITDA** de **US\$ 17 millones** al 30 de septiembre de 2021, superando por **US\$ 6 millones** los registrados en el mismo período del año 2020. Este incremento se debe principalmente a **US\$ 11 millones** por un incremento de las ventas físicas (**+129 GWh**), y al reconocimiento de lo establecido por la **Resolución N°440/21** que establece el reajuste de tarifas de un 29% en forma retroactiva a contar del 1 de febrero de 2021, compensado parcialmente por el efecto negativo de **US\$ 5 millones** por el efecto de conversión de cifras ante la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense.

Enel Trading Argentina: EBITDA en términos acumulados y trimestrales en línea con el mismo período del año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



Brasil

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
EGP Cachoeira Dourada	17	55	(38)	(68,3%)	(9)	12	(21)	(181,1%)
Enel Generación Fortaleza	74	43	31	71,7%	28	19	9	47,9%
EGP Volta Grande	47	29	18	59,4%	17	11	6	63,4%
Enel Cien	37	34	3	8,4%	14	11	3	24,4%
Enel Trading	70	-	70	100,0%	62	-	62	100,0%
EGP Brasil	146	-	146	100,0%	70	-	70	100,0%
Central Geradora Sao Francisco	-	5	(5)	(95,6%)	-	5	(5)	(99,7%)
Ebitda Segmento Generación y Transmisión Brasil	391	166	225	134,9%	182	58	124	213,9%

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los **US\$ 391 millones** a septiembre 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 225 millones** con respecto a igual período del año anterior. Este incremento se ve impulsado por el buen desempeño del tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2021 de nuestra filial encargada de intermediación de contratos **Enel Trading**, y también por la incorporación de las Empresas de **EGP Brasil**, que aportan **US\$ 146 millones** y **US\$ 70 millones** del crecimiento acumulado y trimestral respectivamente. Las principales variables, por filial, que explican este incremento en los resultados a septiembre de 2021, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: Menor EBITDA de US\$ 38 millones principalmente por compras de energía a un costo superiores a los registrados en el mismo período del año anterior.

Los **ingresos de explotación se incrementaron en US\$ 662 millones, o 265,7%**, a septiembre de 2021. El aumento se explica principalmente por **US\$ 798 millones** por mayor importación de energía desde Argentina y Uruguay para su comercialización en el sistema interconectado de Brasil, compensado parcialmente por: **(i) US\$ 91 millones** de menores ventas físicas al mercado regulado (**-2.653 GWh**), principalmente producto de la pandemia de COVID-19; y **(ii) US\$ 45 millones** de menores ingresos producto de la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los **costos de explotación aumentaron en US\$ 697 millones, o 374,7%**, a septiembre de 2021, principalmente explicados por una mayor compra de energía por importación por **US\$ 775 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por: **(i) US\$ 35 millones** de menores compras de energía, por menor demanda de clientes en el mercado regulado, principalmente por efecto de COVID-19; y **(ii) US\$ 43 millones** por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

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

Los **otros gastos por naturaleza** se incrementaron en **US\$ 3 millones**, producto de mayores costos de servicios legales y otros.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



En el tercer trimestre de 2021, **Enel Cachoeira Dourada S.A.** alcanza un **EBITDA** negativo de **US\$ 9 millones**, lo que representa una disminución de **US\$ 21 millones** respecto al mismo período del año 2020. Los principales efectos de esta disminución se explican por menores ingresos por **US\$ 56 millones** por un menor volumen de venta (**-1.727 GWh**) los cuales se compensan parcialmente por menores compras de energía para abastecer la demanda por **US\$ 20 millones**. A lo anterior se le debe deducir los mayores ingresos netos por **US\$ 15 millones** obtenidos por la importación e inyección de energía proveniente de Argentina y Uruguay al SIN brasileiro.

Enel Generación Fortaleza: Mayor EBITDA de US\$ 31 millones debido principalmente a mayores ingresos por venta de energía compensadas parcialmente por el efecto de devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense.

Los **ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza** aumentaron en **US\$ 126 millones**, principalmente por **i) mayores ventas de energía por US\$ 95 millones** por mayor demanda (**+1.504 GWh**) que motivó una mayor generación de la planta de Fortaleza, generando un excedente de energía que finalmente fue colocado en el mercado libre, **ii) US\$ 33 millones** por reajustes de precios, **iii) Recuperación de US\$ 7 millones** de impuestos PIS-COFINS y **iv) mayores ingresos por US\$ 3 millones** por beneficio Provin por incremento de generación. Lo anterior fue compensado parcialmente por **US\$ 12 millones** por efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 94 millones**, principalmente por **US\$ 111 millones** por mayores compras para atender las demandas de energía adicionales; las cuales fueron parcialmente compensadas por **(i) menor costo de combustible por US\$ 9 millones**, dado un mejor calce de los contratos de abastecimiento fijo, respecto a los que estuvieron vigentes en el año anterior y **(ii) menor costo por US\$ 8 millones** debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

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

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

En el Tercer trimestre, **Enel Generación Fortaleza** alcanzó un **EBITDA** de **US\$ 28 millones**, superando en **US\$ 9 millones** al alcanzado en el mismo período de 2020.

Este incremento se debe principalmente a **US\$ 59 millones** por aumento de ingresos por un mayor volumen de ventas físicas por (**+284 GWh**), compensado por mayores compras de energía por **US\$ 59 millones**. A lo anterior se le debe agregar un menor costo de combustibles por **US\$ 9 millones** dado un mejor calce de los contratos de abastecimiento fijo, respecto a los que estuvieron vigentes en el año anterior.

Enel Green Power Volta Grande: Mayor EBITDA de US\$ 18 millones principalmente por reajuste de ingresos por el IPC armonizado (IPCA).

Los **ingresos de explotación de Enel Green Power Volta Grande** se incrementaron en **US\$ 19 millones** principalmente por (i) mayor actualización de los activos de la concesión (RBO), producto de un IPCA que en el año 2021 llegó al 6,9% versus el 1,3% del mismo período del año 2020 por **US\$17 millones**, (ii) un efecto positivo de **US\$ 5 millones** por mejores precios de venta. Lo anterior parcialmente compensado parcialmente por el efecto negativo de la conversión de cifras producto de la devaluación del real brasilero respecto al dólar estadounidense por **US\$ 2 millones** y un menor volumen de venta por **US\$ 1 millón (-GWh 255)**.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 1 millón**, debido a los mayores precios de energía comprada.

Los gastos de personal, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza, se mantuvieron en línea respecto de igual período del año anterior.

En el tercer trimestre de 2021, el **EBITDA de Enel Green Power Volta Grande** alcanzó a los **US\$ 17 millones** superando por **US\$ 6 millones** la cifra alcanzada en el mismo período de 2020. Este incremento se debe principalmente a la mayor actualización de la concesión (RBO), producto de un IPCA que en el año 2021 llegó al 2,7% versus el -1,0% del mismo período del año 2020.

Enel CIEN S.A.: EBITDA superior en US\$ 3 millones al registrado en el mismo período del año anterior, explicado por mayores ingresos por reajuste de la recaudación anual permitida.

En el tercer trimestre de 2021, **Enel CIEN S.A.** incrementa sus ingresos en **US\$3 millones** por reajuste de la recaudación anual permitida.

Enel Trading Brasil S.A. (inicio operaciones en 2021): EBITDA positivo de US\$ 70 millones producto del margen neto de la compra y venta de un total de Energía por 15.5TWh.

El **EBITDA** positivo se genera por ingresos en venta de electricidad a los precios spot que otorga el mercado, y que han sido impulsados al alza en el último trimestre de 2021, producto de la crisis hídrica que atraviesa Brasil. Por su parte los costos de venta de energía están determinados por precios fijados en contratos de corto y largo plazo fijados con clientes y que han resultado bastante menores a los precios spot del último trimestre de 2021.

En el tercer trimestre de 2021, **Enel Trading Brasil S.A.**, alcanza un **EBITDA de US\$ 62 millones** producto del margen neto alcanzado en la compra y venta de Energía por un total de **5,6 TWh**, lo cual se genera por el margen de venta generado por un precio de compra a precios fijos y un precio de venta determinado por el mercado spot, el cual se ha elevado a su máximo durante el último trimestre cerrado al 30 de septiembre de 2021.

Central Geradora Sao Francisco disminución del EBITDA por ingresos extraordinarios por US\$ 5 millones generados en el 2020.

Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda y subsidiarias (“Enel Green Power Brasil”): Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021: EBITDA de US\$ 146 millones principalmente por ventas físicas.

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 405 millones** correspondientes a la venta de **8.145 GWh**.

Los costos de explotación en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 223 millones**, explicándose de la siguiente forma **(i)** compras de energía por **US\$ 206 millones** para cubrir mayor demanda, **(ii)** gastos de transporte por **US\$ 16 millones**, y **(iii)** otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 1 millón**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 17 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Brasil ascendieron a **US\$ 19 millones**, principalmente por servicios independientes, externalizados por **US\$ 13 millones** y costos de reparaciones y conservación por **US\$ 6 millones**.

Durante el tercer trimestre de 2021, la contribución al **EBITDA de Enel Green Power Brasil** fue de **US\$ 70 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **4.430 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 258 millones**, costos de explotación por **US\$ 163 millones**, gastos de personal por **US\$ 17 millones** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 8 millones**.

Colombia

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Emgesa	585	514	71	13,8%	210	171	39	22,8%
EGP Colombia	(1)	-	(1)	100,0%	-	-	-	100,0%
Ebitda Segmento Generación Colombia	584	514	70	13,7%	210	171	39	22,8%

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Colombia alcanzaron los **US\$ 584 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 70 millones** con respecto a septiembre de 2020. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: Mayor EBITDA US\$ 71 millones principalmente por mejores precios en venta de electricidad, y precios más favorables en la compra de energía para cumplir con contratos.

Los **ingresos de explotación** de Emgesa se incrementaron en **US\$ 60 millones** o un **6,7%** a septiembre de 2021. Este incremento se explica principalmente por: **(i)** un efecto de mayor ingreso por **US\$ 71 millones**, por mejores precios medios de ventas; **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 4 millones** relativos a venta de certificados bonos de carbono, lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 15 millones** por menor volumen de ventas producto de los efectos de la pandemia (**-294 GWh**).

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 12 millones** y se explica principalmente por: **(i)** decremento relacionado con las compras de energía por **US\$ 28 millones**, como consecuencia de menor precio de compra por **US\$ 61 millones**, menos el efecto originado por las mayores compras físicas por **US\$ 33 millones (+866 GWh)**; y **(ii)** menor consumo de combustible por **US\$ 18 millones** principalmente por menor generación de la Central Termozipa, debido a la disminución del precio spot. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** un mayor gasto de transporte por **US\$ 24 millones**, por aumento en los costos unitarios, **(ii)** un mayor gasto de otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 10 millones**.

Los **gastos de personal** se mantuvieron en línea respecto de septiembre de 2020.

Los **otros gastos por naturaleza** se mantuvieron en línea respecto de septiembre de 2020.

En el tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** de Emgesa alcanzó a los **US\$ 210 millones** un **22,8%** superior al registrado en el mismo período de 2020. El crecimiento de **US\$ 39 millones** se explica principalmente por efecto de mayor ingreso por **US\$ 51 millones** por mejores precios medios de ventas; menores costos de ventas por **US\$10 millones** por compras de energía a un precio menor en bolsa. Todo lo anterior parcialmente compensado por **(i)** menores ingresos por **US\$ 11 millones** debido a menor volumen de ventas producto de los efectos de la pandemia (**-39 GWh**), **(ii)** menores ventas por menor menor volumen de generación por **US\$ 4 millones** y **(iii)** mayores costos de transporte por aumento de costos unitarios principalmente IPP por **US\$ 7 millones**.

Perú

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Enel Generación Perú	163	154	9	5,9%	46	53	(7)	(13,2%)
Enel Generación Piura	30	23	7	29,6%	11	7	4	62,6%
Chinango	26	23	3	14,2%	7	6	1	3,3%
EGP Perú	12	-	12	100,0%	9	-	9	100,0%
Ebitda Segmento Generación Perú	231	200	31	15,7%	73	66	7	10,6%

El **EBITDA** de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los **US\$ 231 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 31 millones** respecto de igual período del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican el aumento en el resultado a septiembre de 2021, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A.: Mayor EBITDA por US\$ 9 millones principalmente por mayores ingresos provenientes de un mayor volumen de ventas físicas y mejores precios medios de venta, compensado parcialmente por el efecto negativo de la conversión producto de la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **ingresos de explotación** aumentaron en **US\$ 22 millones**, o **7,6%** a septiembre de 2021. Este incremento se explica principalmente por mayores ingresos por **US\$ 54 millones** por mayor volumen de venta (**+271 GWh**) y mejores precios medios de venta, compensado por una disminución de **US\$ 32 millones** por efectos por conversión originada por la devaluación del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidenses.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 11 millones**, o **11,2%**, a septiembre de 2021, principalmente por mayor consumo de combustible por **(i) US\$ 14 millones** dado la mayor generación térmica producto de la mayor demanda, **(ii) US\$ 9 millones** por mayores costos de transporte. Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor costo asociado al efecto por conversión por **US\$ 12 millones** producto de la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal de Enel Generación Perú** en términos acumulados estuvieron prácticamente en línea con los registrados en el mismo período del año anterior.

Los **otros gastos por naturaleza** fueron superiores un **US\$ 2 millones** al 30 de septiembre de 2021, principalmente por; **(i)** mayores servicios externalizados por **US\$ 3 millones** y **(ii)** incremento en reparaciones y mantenciones por **US\$ 1 millón**. Todo lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 2 millones** de disminución producto del efecto de conversión generado por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

En el tercer trimestre de 2021 **Enel Generación Perú** tuvo un **EBITDA** de **US\$ 46 millones**, con una disminución de un 13,2% respecto de los **US\$ 53 millones** registrados en el mismo período de 2020.

La disminución de **US\$ 7 millones** de **EBITDA** se explica principalmente por el efecto negativo del efecto por conversión producto de la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense, dado que en términos locales el EBITDA del tercer trimestre estuvo en línea con el registrado en el mismo período del año 2020.

Enel Generación Piura S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 7 millones por mayores ingresos por ventas dado los incrementos en ventas físicas de energía.

Los **ingresos de explotación** se incrementan en **US\$ 7 millones**, principalmente por incrementos de **US\$ 14 millones** por aumento en las ventas físicas (**+108 GWh**) y mejores precios medio de venta, lo cual fue parcialmente compensado por **US\$ 7 millones** de disminución por efecto de conversión originada por la devaluación registrada por el nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **costos de explotación** al 30 de septiembre de 2021 estuvieron en línea con el mismo período del año 2020.

En el tercer trimestre de 2021 el **EBITDA** de **Enel Generación Piura** alcanzó los **US\$ 11 millones** superando por **US\$ 4 millones** lo registrado en el mismo período del año anterior, el principal efecto de este crecimiento se debe a las mayores ventas físicas (**+35 GWh**) y mejores precios medios de venta.

Chinango S.A.: EBITDA superior en US\$ 3 millones respecto al año anterior, producto de mayores ingresos por ventas por mejores precios medios de ventas, compensado parcialmente por el efecto negativo de conversión de cifras originado por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Enel Green Power Perú S.A.C. y subsidiarias (“Enel Green Power Perú”): Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021: EBITDA de US\$ 12 millones principalmente por ventas físicas.

Los **ingresos de explotación** en **Enel Green Power Perú y subsidiarias** ascendieron a **US\$ 20 millones** correspondientes a la venta de **520 GWh**.

Los **costos de explotación** en **Enel Green Power Perú y subsidiarias** ascendieron de **US\$ 2 millones**, explicándose básicamente por los costos de transporte de energía eléctrica.

Los **otros gastos por naturaleza** en **Enel Green Power Perú y subsidiarias** ascendieron a **US\$ 5 millones**, principalmente por servicios independientes externalizados por **US\$ 3 millones** y costos de reparaciones y conservación por **US\$ 2 millones**.

Durante el tercer trimestre de 2021, la contribución al **EBITDA** de **Enel Green Power Perú** fue de **US\$ 9 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **275 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$13 millones**, costos de explotación por **US\$1 millón**, y otros gastos por naturaleza por **US\$ 3 millones**.

Centroamérica

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
EGP Costa Rica	7	-	7	100,0%	4	-	4	100,0%
EGP Guatemala	23	-	23	100,0%	16	-	16	100,0%
EGP Panamá	74	-	74	100,0%	35	-	35	100,0%
Ebitda Segmento Generación Centroamérica	104	-	104	100,0%	55	-	55	100,0%

Enel Green Power Costa Rica S.A. y subsidiarias (EGP Costa Rica) Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021. EBITDA de US\$ 7 millones principalmente por ventas físicas.

Los ingresos de explotación en **Enel Green Power Costa Rica** ascendieron a **US\$ 11 millones** correspondientes a **US\$ 9 millones** correspondientes a la venta de energía equivalente a **108 GWh**, y **US\$ 2 millones** de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los gastos de personal en **Enel Green Power Costa Rica** ascendieron a **US\$ 1 millón**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en **Enel Green Power Costa Rica** ascendieron a **US\$ 3 millones**, principalmente por servicios independientes, externalizados.

Durante el tercer trimestre de 2021, la contribución al **EBITDA** de **Enel Green Power Costa Rica** fue de **US\$ 4 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **68 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 6 millones**, y otros gastos por naturaleza por **US\$ 2 millones**.

Enel Green Power Guatemala: Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021: EBITDA de US\$ 23 millones principalmente por ventas físicas.

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 63 millones**, principalmente por **US\$ 57 millones** correspondientes a la venta de energía equivalente a **659 GWh**, y **US\$ 6 millones** de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los costos de explotación en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 28 millones**, explicándose de la siguiente forma (i) compras de energía por **US\$ 20 millones** para cubrir mayor demanda y (ii) gastos de transporte y otros servicios por **US\$ 8 millones**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 3 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Guatemala ascendieron a **US\$ 9 millones**, principalmente por mayores servicios independientes, externalizados y otros por **US\$ 7 millones** y mayores costos de reparaciones y conservación por **US\$ 2 millones**.

Durante el tercer trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Guatemala fue de **US\$ 16 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **364 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 40 millones**, costos de explotación por **US\$ 17 millones**, gastos de personal por **US\$ 2 millones** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 5 millones**.

Enel Green Power Panamá S.R.L. y subsidiarias (“Enel Green Power Panamá”) Grupo de Sociedades ingresadas al perímetro de consolidación a contar de abril de 2021. EBITDA de US\$ 74 millones principalmente por ventas físicas.

Los ingresos de explotación en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 97 millones** correspondientes a **US\$ 93 millones** correspondientes a la venta de energía equivalente a **1.038 GWh**, y **US\$ 4 millones** de otros ingresos de explotación y otros servicios.

Los costos de explotación en Enel Green Power Panamá ascendieron de **US\$ 12 millones**, explicándose de la siguiente forma (i) compras de energía por **US\$ 7 millones** para cubrir mayor demanda, (ii) gastos de transporte por **US\$ 4 millones**, y (iii) otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 1 millón**.

Los gastos de personal en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 4 millones**, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Green Power Panamá ascendieron a **US\$ 7 millones**, principalmente por servicios independientes externalizados.

Durante el tercer trimestre de 2021, la contribución al EBITDA de Enel Green Power Panamá fue de **US\$ 35 millones** asociados a ingresos por ventas físicas de energía por **501 GWh**, que reportaron ingresos por **US\$ 47 millones**, costos de explotación por **US\$ 6 millones**, gastos de personal por **US\$ 2 millones** y otros gastos por naturaleza por **US\$ 5 millones**.

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Argentina

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Edesur	15	27	(12)	(42,1%)	12	5	7	138,0%
Total Segmento Distribución Argentina	15	27	(12)	(42,1%)	12	5	7	138,0%

El **EBITDA** de nuestra subsidiaria de distribución en Argentina alcanzó a **US\$ 15 millones** al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 12 millones** respecto al mismo período de 2020. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados de septiembre 2021, se describen a continuación:

Los **ingresos de explotación** disminuyeron en **US\$ 40 millones**, o un **6,6%** a septiembre de 2021, que se explican fundamentalmente por **US\$ 154 millones** por un menor ingreso por efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense; compensado parcialmente por **(i) US\$ 87 millones** por reajustes de tarifas aprobados por la autoridad regulatoria en forma transitoria, a la espera de la próxima revisión tarifaria integral. El reajuste establecido en la resolución **ENRE N°106** estableció en promedio un reajuste de un 9%, lo que se tradujo en un incremento del valor agregado de distribución de un 21,8% a contar del 1 de mayo de 2021, **(ii) Efecto de mayor volumen físico vendido (+485 GWh)** por **US\$ 27 millones**.

Los **costos de explotación** disminuyeron en **US\$ 36 millones**, o un **8,5 %**, los cuales se explican fundamentalmente por una disminución de **US\$ 114 millones**, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense; lo cual se compensa parcialmente por **(i) mayores costos asociados a mayor precio de energía comprada por US\$ 62 millones**, **(ii) mayor volumen de energía comprada por US\$ 10 millones** y **(iii) incremento por otros aprovisionamientos y servicios variables asociados al incremento de volumen de venta por US\$ 6 millones**.

Los **gastos de personal se incrementaron en US\$ 11 millones** principalmente por aumento de **US\$ 41 millones** por incrementos salariales, principalmente explicado por el reconocimiento de la inflación y por mayores horas extras; disminución de **US\$ 30 millones** debido a menores efectos de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los **otros gastos por naturaleza**, se incrementaron por **US\$ 1 millón** respecto al mismo período del año anterior básicamente por mayores gastos por la contratación de servicios externalizados.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Argentina alcanzó a los **US\$ 12 millones**, superior **US\$ 7 millones** respecto al mismo período del año anterior. Este incremento se explica principalmente por mayores ingresos por **(i) US\$ 28 millones** por mayor cantidad de energía vendida (**+441 GWh**); **(ii) US\$ 31 millones** por mayor precio por reajustes tarifarios aprobados por la autoridad regulatoria en forma transitoria a la espera de la próxima revisión tarifaria integral. Lo anterior parcialmente compensado por **(i) mayor costo** por mayor volumen de energía comprada para satisfacer la demanda por **US\$ 25 millones**, **(ii) mayor precio** de la energía comprada por **US\$ 3 millones**; **(iii) US\$ 19 millones** por reajustes salariales y horas extras del personal; y **(iv) US\$ 5 millones** por incrementos en servicios de mantenimiento de la red.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var	sep-21	sep-20	Var
Edesur	18,4%	18,4%	0,0%	2,54	2,50	1,4%
Total Segmento Distribución Argentina	18,4%	18,4%	0,0%	2,54	2,50	1,4%

Brasil

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Enel Distribución Río	149	145	4	2,1%	47	43	4	8,0%
Enel Distribución Ceará	150	121	29	24,3%	48	32	16	52,7%
Enel Distribución Goiás	107	102	5	5,2%	50	44	6	14,0%
Enel Distribución Sao Paulo	417	332	85	25,6%	191	120	71	58,2%
Total Segmento Distribución Brasil	823	700	123	17,6%	336	239	97	40,3%

El EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los US\$ 823 millones a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de US\$ 123 millones con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables por filial, que explican el incremento a septiembre de 2021, se describen a continuación:

Enel Distribución Río: El EBITDA estuvo levemente por sobre el registrado en los primeros nueve meses del año anterior, principalmente por mejores precios medios de venta compensados parcialmente por el efecto negativo de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Río aumentaron en US\$ 217 millones, o un 24,1% a septiembre de 2021, que se explican fundamentalmente por: (i) mayores ingresos por US\$ 152 millones, producto de un mayor volumen de venta física (+ 405 GWh); (ii) mayores ingresos por US\$ 95 millones por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios, (iii) mayores ingresos por peajes por US\$ 8 millones y (iv) mayores ingresos por US\$ 20 millones por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (CINIIF 12). Todo lo anterior compensado por los efectos de conversión originada por la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por US\$58 millones.

Los **costos de explotación** se incrementaron en US\$ 215 millones, o 33,7% a septiembre de 2021, respecto de septiembre de 2020 y se explican principalmente por; (i) US\$ 225 millones por mayores costos de compra de energía, que incorporan US\$ 101 millones por efecto de mayores compras físicas y US\$ 124 millones explicado por mayores precios medios debido a reajuste por inflación y el empeoramiento de la hidrología; (ii) mayor costo de transporte de energía de US\$ 13 millones, debido a mayor tarifa en uso de redes, y (iii) US\$ 20 millones de mayores costos por construcción de acuerdo a CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos por US\$ 41 millones, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** se incrementaron en US\$ 2 millones respecto con el mismo período del año anterior, fundamentalmente producto de un incremento por US\$ 4 millones correspondientes a provisiones por un plan de reestructuración asociado a la estrategia de digitalización del Grupo, compensado por el efecto conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por US\$ 2 millones.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron US\$ 3 millones**, debido principalmente a los efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Rio** alcanzó los **US\$ 47 millones** superando por **US\$ 4 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a **(i) US\$ 132 millones** por mayores ingresos por venta de energía principalmente por los reajustes tarifarios, **(ii) US\$ 3 millones** de mayores ingresos por peajes; y **(iii) mayores ingresos por US\$ 23 millones** por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12. Todo lo anterior parcialmente compensado por mayores costos por **(i) US\$ 82 millones** debido a mayor cantidad de energía comprada para satisfacer la demanda; **(ii) US\$ 49 millones** por mayores costos variables por interrupciones y reconexiones y **(iii) US\$ 23 millones** de mayores costos por construcción de acuerdo a CINIIF 12.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Distribución Rio	21,1%	22,5%	(6,2%)	3,02	2,97	1,7%

Enel Distribución Ceará S.A.: Mayor EBITDA de US\$ 29 millones, principalmente por los efectos de una recuperación económica que origina mayor volumen de venta física y mejores precios medios de venta, compensada parcialmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Ceará** aumentaron en **US\$ 231 millones**, o un **28,4%** a septiembre de 2021, que se explican fundamentalmente por: **(i) mayores ingresos por US\$ 83 millones**, producto de un mayor volumen de venta (**+779 GWh**); **(ii) mayores ingresos por US\$ 174 millones** debido a un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios; **(iii) mayores ingresos por peajes por US\$ 20 millones** y **(iv) mayores ingresos por US\$ 6 millones** por efecto del reconocimiento de ingresos por construcciones de acuerdo a CINIIF 12. Todo ello parcialmente compensado por los efectos de conversión originada por la devaluación del real brasileiro respecto al dólar estadounidense por **US\$ 52 millones**.

Los **costos de explotación se incrementaron** en **US\$ 200 millones**, o **34,0%** a septiembre de 2021, respecto de septiembre de 2020 y se explican principalmente por: **(i) US\$ 213 millones** por mayores costos de compra de energía, que incorporan **US\$ 87 millones** por efecto de mayores compras físicas y **US\$ 126 millones** explicado por mayores precios medios debido a reajuste por inflación; **(ii) mayor costo de transporte de energía de US\$ 20 millones**, por mayor tarifa en uso de redes y **(iii) US\$ 6 millones** de mayores costos por construcción de acuerdo a CINIIF 12. Todo ello parcialmente compensado por menores costos por **US\$ 39 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal** se incrementaron en US\$ 2 millones con respecto al mismo período del año anterior, fundamentalmente producto de un incremento por **US\$ 4 millones** correspondientes a provisiones por un plan de reestructuración asociado a la estrategia de digitalización del Grupo, compensado por el efecto conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 2 millones**.

Los **otros gastos por naturaleza** estuvieron en línea con el año anterior.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Ceará S.A.** alcanzó los **US\$ 48 millones** superando por **US\$ 16 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a **(i) US\$ 80 millones** por mayor volumen de venta física **(+205 GWh)**; **(ii) US\$ 70 millones** por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios; y **(iii) US\$ 10 millones** de mayores ingresos por peajes. Lo anteriormente compensado por mayores costos por **(i) US\$ 54 millones** por mayor cantidad de energía comprada para satisfacer la demanda; **(ii) US\$ 79 millones** por mayores costos en la compra de energía dado sus reajustes tarifarios y la correspondiente inflación y **(iii) US\$ 11 millones** por mayores costos derivadas de incremento de actividades de mantención respecto a las ejecutadas en el mismo período del año anterior.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Distribución Ceará	16,0%	15,3%	4,6%	4,04	4,05	(0,2%)

Enel Distribución Goiás.: El EBITDA fue superior en US\$ 5 millones al mismo período del año anterior. básicamente porque los incrementos de volumen por recuperaciones económicas ocurridas en Brasil y mejores precios medios de venta, son efectos que fueron parcialmente compensadas por el efecto negativo de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense

Los **ingresos de explotación** en **Enel Distribución Goiás** se incrementaron en **US\$ 364 millones**, que se explican principalmente por : **(i) mayores ventas de energía por US\$ 181 millones**, que corresponden principalmente a **US\$ 94 millones** de mayores ventas físicas por **(+653 GWh)**, debido a la recuperación económica del país, **US\$ 87 millones** de mejores precios medios de ventas por efectos de reajustes por inflación debido a mayor reajuste tarifario de un **4,6%** vigente desde octubre de 2020; **(ii) reconocimiento de US\$ 119 millones** producto del ingresos compensatorios CVA (**Compensación de Valores de la Parcela A**) recibido por regulaciones en Brasil en casos de crisis hídrica y **(iii) otros ingresos de explotación por US\$ 132 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 68 millones**, debido a los efectos de conversión por la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación se incrementaron en US\$ 371 millones**, explicados (i) mayor gasto por compra de energía por **US\$ 274 millones**, por mayores precios medios y mayor volumen; (ii) mayores costos por interrupciones y reconexiones por **US\$ 11 millones**; y (iii) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 132 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior parcialmente compensado por menores ingresos por **US\$ 46 millones**, producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense.

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

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 11 millones**, que se explican por **US\$ 7 millones** por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y **US\$ 4 millones** por menores multas y costos de mantenimiento respecto del mismo período del año anterior.

En lo que respecta al segundo tercer de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Goiás** alcanzó los **US\$ 50 millones** superando por **US\$ 6 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a (i) **US\$ 51 millones** por mayor volumen de venta física (+99 GWh); (ii) **US\$ 12 millones** por un mejor precio de venta producto de la inflación y los reajustes tarifarios de un **4,6%** vigente desde octubre de 2020; (iii) reconocimiento de **US\$ 96 millones** producto del ingresos compensatorios CVA (**Compensación de Valores de la Parcela A**) recibido por regulaciones en Brasil en casos de crisis hídrica, (iv) otros ingresos de explotación por **US\$ 42 millones**, explicado principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12, y (v) por menores costos de mantenimiento, por incidencias ocurridas en 2020 no presentes en el año 2021 por **US\$ 14 millones**. Lo anterior parcialmente compensado con (i) mayor gasto por compra de energía por **US\$ 167 millones**, por mayores precios medios; y (ii) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por **US\$ 42 millones**, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Distribución Goiás	11,3%	11,8%	(4,2%)	3,27	3,18	2,8%

Enel Distribución Sao Paulo: Mayor EBITDA de US\$ 85 millones, principalmente por los efectos de una recuperación económica que origina mayor volumen de venta física y mejores precios medio de venta, compensada parcialmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los **ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo** se incrementaron en **US\$ 599 millones**, respecto de igual período del año anterior. Las principales variaciones se explican estos mayores ingresos son: **(i)** mayores ingresos por venta por **US\$ 380 millones** por mejores precios medios de ventas, por reajuste tarifario de 9,44% vigente desde 2020, **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 113 millones** por incremento en las ventas físicas **(+1.100 GWh)**; **(iii)** mayores ingresos por incremento en la bandera tarifaria producto de la crisis hídrica que atraviesa Brasil, generando como contrapartida activos sectoriales por **US\$ 190 millones**; y **(iv)** mayores otros ingresos de explotación de **US\$ 54 millones** explicados principalmente por mayores ingresos de construcción, por aplicación de CINIIF 12. Todo lo anterior compensado parcialmente por **US\$ 138 millones** producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **costos de explotación se incrementaron en US\$ 523 millones**, respecto de septiembre de 2020 y se explican principalmente por: **(i)** mayores compras de energía por **US\$ 531 millones**, producto de menor hidrología y por mayores compras a empresas térmicas por precios superiores; **(ii)** mayores gastos de interrupciones y reconexiones por **US\$ 36 millones**; y **(iii)** mayores otros costos de explotación por **US\$ 54 millones**, explicado principalmente por mayores costos de construcción, por aplicación de CINIIF 12. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos por **US\$ 90 millones**, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los **gastos de personal disminuyeron en US\$ 1 millón** respecto de septiembre de 2020, principalmente por **(i)** **US\$ 8 millones** por efecto de conversión producto de la devaluación del real brasileño; y **(ii)** por menores gastos por **US\$ 11 millones**, debido a mayor eficiencia y digitalización de procesos. Lo anterior parcialmente compensado por **US\$ 18 millones** por provisiones por un plan de reestructuración asociado a la estrategia de digitalización del Grupo.

Los **otros gastos por naturaleza disminuyeron en US\$ 3 millones** respecto de septiembre de 2020, debido principalmente por los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** en la subsidiaria **Enel Distribución Sao Paulo** alcanzó los **US\$ 191 millones** superando por **US\$ 71 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a **US\$ 431 millones** por mayor volumen de venta física **(+189 GWh)**, mayor precio de venta por reajustes tarifarios vigentes desde el año 2020 de un 9,44% y mayor remuneración por activos regulatorios; compensados parcialmente con mayor gasto por compra de energía por un mayor volumen y mayores precios medios por **US\$ 360 millones**.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Distribución Sao Paulo	10,4%	10,4%	0,3%	8,01	7,86	1,8%

Colombia

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Codensa	413	378	35	9,2%	134	123	11	9,4%
Total Segmento Distribución Colombia	413	378	35	9,2%	134	123	11	9,4%

El **EBITDA** de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los **US\$ 413 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un aumento de **US\$ 35 millones** con respecto a igual período del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento a septiembre de 2021, se describen a continuación:

Codensa: Mayor EBITDA por US\$ 35 millones principalmente por mayores ventas físicas, mayores precios medios de ventas, y mayores remuneraciones por activos.

Los **ingresos de explotación** en Codensa se incrementaron en **US\$ 125 millones**, o un **11,0%** a septiembre de 2021, y se explican principalmente por **(i)** mayores ingresos por **US\$ 76 millones** por mejores precios medios de venta por incremento en el Índice de Precios del Productor - IPP (al cual están indexados los precios de venta), y mayores ventas físicas **(+615 GWh)**; **(ii)** mayores ingresos por **US\$ 36 millones**, debido a mayor ingreso por reconocimiento de inversiones, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos, y **(iii)** **US\$ 13 millones** mayores ingresos por otros servicios como, interrupciones y conexiones y la entrapa en operación de buses eléctricos.

Los **costos de explotación** aumentaron en **US\$ 93 millones** o **14,3%** a septiembre de 2021 y se explican principalmente por **(i)** mayores compras de energía por **US\$ 69 millones**, debido a mayores precios medios de ventas; **(ii)** mayores gastos de transporte de energía por **US\$ 10 millones**, ocasionado por el mayor pago que debió efectuar Codensa por la incorporación de nuevas unidades constructivas (activos utilizados directamente en el sistema de transmisión y que deben ser prorrateados proporcionalmente entre los operadores del sistema); y **(iii)** mayores costos de otros aprovisionamientos y servicios por **US\$ 13 millones**.

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

Los **otros gastos por naturaleza** disminuyeron en **US\$ 2 millones** respecto al mismo período del año anterior por menor contratación de servicios externalizados.

En el tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en Colombia alcanzó los **US\$ 134 millones** superando por **US\$ 11 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020. Este incremento se debe principalmente a; **(i) US\$ 47 millones** por mayor volumen de venta física (+ **256 GWh**) y mejores precios medios de venta; y **(ii) US\$ 13 millones** debido a mayor ingreso por reconocimiento de inversiones, que son remuneradas con mayor tarifa debido a mayor base regulatoria de los activos. Lo anterior parcialmente compensado por **(i) mayores costos por US\$ 38 millones**, **(ii) mayores costos de transporte por US\$ 4 millones** y **(iii) mayores aprovisionamientos que los efectuados en tercer trimestre de 2021 por US\$ 7 millones** respecto del mismo período terminado al 30 de septiembre de 2020.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Codensa	7,6%	7,5%	1,1%	3,69	3,59	2,7%
Total Segmento Distribución Colombia	7,6%	7,5%	1,1%	3,69	3,59	2,7%

Perú

EBITDA POR SUBSIDIARIA (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Enel Distribución Perú	171	163	8	4,8%	53	48	5	9,0%
Total Segmento Distribución Perú	171	163	8	4,8%	53	48	5	9,0%

El **EBITDA** de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los **US\$ 171 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 8 millones** respecto de igual periodo del año anterior.

Enel Distribución Perú: Mayor EBITDA de US\$ 8 millones, debido principalmente a incremento en los precios de venta compensados por menores resultados por efecto de conversión por devaluación del nuevo sol peruano frente al dólar estadounidense.

Los **ingresos de explotación** en Enel Distribución Perú aumentaron en **US\$ 15 millones**, principalmente explicados por (i) mayores ventas de energía por **US\$ 77 millones** debido a incremento en los precios medios de ventas, combinado con un incremento en las ventas físicas (**+477 GWh**), (ii) **US\$ 10 millones** por otras prestaciones como conexiones, mantenimientos y reconexiones. Todo ello compensado por **US\$ 72 millones**, debido a los efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano respecto del dólar estadounidense.

Los **costos de explotación se incrementan en US\$ 6 millones** que se explican principalmente por (i) **US\$ 45 millones** por mayores costos de compra de energía tanto en volumen físico como en mayor precio medio de compra, (ii) **US\$ 9 millones** de costos de otras prestaciones como conexiones, reconexiones y mantenimientos. A estos efectos se le debe deducir el efecto positivo de disminución de los costos de ventas por **US\$ 48 millones**, producto del efecto de conversión de cifras originado por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

Los **gastos de personal** de Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto de septiembre de 2020.

Los **otros gastos por naturaleza** de Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto a septiembre de 2020.

En lo que respecta al tercer trimestre de 2021, el **EBITDA** de nuestro segmento de distribución en la subsidiaria **Enel Distribución Perú** alcanzó los **US\$ 53 millones** superando en **US\$ 5 millones** la cifra alcanzada en el tercer trimestre de 2020, la cual se explica principalmente por (i) mayores ventas de energía por **US\$ 24 millones** debido a incremento en los precios medios de ventas, combinado con un incremento en las ventas físicas (**+113 GWh**), (ii) **US\$ 7 millones** por otras prestaciones como conexiones, mantenimientos y reconexiones. Todo ello compensado por (i) **US\$ 12 millones** por mayores costos de compra de energía tanto en volumen físico compensado con un menor precio medio de compra, (ii) **US\$ 5 millones** de costos de otras prestaciones como conexiones, reconexiones y mantenimientos y (iii) efecto neto negativo de **US\$ 9 millones** por efecto de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano respecto al dólar estadounidense.

SUBSIDIARIA	Pérdida de Energía (%)			N° de Clientes (en millones)		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Distribución Perú	8,4%	8,7%	(4,0%)	1,48	1,44	2,6%
Total Segmento Distribución Perú	8,4%	8,7%	(4,0%)	1,48	1,44	2,6%

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 filiales del Grupo Enel Américas por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2021 y 2020:

SEGMENTO DE NEGOCIO	Acumulado (en millones de US\$)					
	sep-21			sep-20		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	102	(68)	34	114	(67)	47
Brasil	391	(69)	322	166	(19)	147
Colombia	584	(53)	531	514	(49)	465
Perú	231	(44)	187	200	(46)	154
Centroamérica	104	(19)	85	-	-	-
Total Segmento de Generación y Transmisión	1.412	(253)	1.159	994	(181)	813
Distribución:						
Argentina	15	(60)	(45)	27	(68)	(41)
Brasil	823	(498)	325	700	(406)	294
Colombia	413	(99)	314	378	(104)	274
Perú	171	(49)	122	163	(52)	111
Total Segmento de Distribución	1.422	(706)	716	1.268	(630)	638
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(75)	(2)	(77)	(66)	(2)	(68)
Total Consolidado Enel Américas	2.759	(961)	1.798	2.196	(813)	1.383

SEGMENTO DE NEGOCIO	Cifras Trimestrales (en millones de US\$)					
	3T2021			3T2020		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
Generación y Transmisión:						
Argentina	37	(21)	16	37	(21)	16
Brasil	182	(37)	145	58	(5)	53
Colombia	210	(18)	192	171	(17)	154
Perú	73	(15)	58	66	(15)	51
Centroamérica	55	(9)	46	-	-	-
Total Segmento de Generación y Transmisión	557	(100)	457	332	(58)	274
Distribución:						
Argentina	12	(15)	(3)	5	(24)	(19)
Brasil	336	(223)	113	239	(113)	126
Colombia	134	(32)	102	123	(31)	92
Perú	53	(16)	37	48	(16)	32
Total Segmento de Distribución	535	(286)	249	415	(184)	231
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(26)	(2)	(28)	(22)	(2)	(24)
Total Consolidados Enel Américas	1.066	(388)	678	725	(244)	481

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 961 millones** a septiembre de 2021, incrementándose en **US\$ 148 millones** en términos netos con respecto a igual período del año 2020.

La depreciación y amortización fue de **US\$ 713 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 79 millones** con respecto a septiembre de 2020. Lo anterior se explica fundamentalmente por las siguientes efectos; incrementos por **(i) US\$ 68 millones** por las sociedades de **EGP Américas**, que se incorporan al perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021, **(ii) Edesur por US\$ 16 millones**, compuesto por el incremento de **US\$ 32 millones** de mayores depreciaciones por nuevas inversiones, menos **US\$ 16 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, **(iii) Enel Distribución Río** por **US\$ 5 millones**, compuesta por **US\$ 8 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensado por **US\$ 3 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, **(iv) Enel Distribución Ceará** por **US\$ 3 millones**, compuesta por **US\$ 5 millones** por mayores depreciaciones por mayores activaciones, compensados por **US\$ 2 millones** debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(v) Enel Cahoeira Dourada** por **US\$ 5 millones** por mayor base de activos depreciables.

Todos estos incrementos se ven parcialmente compensados por las siguientes disminuciones: **(i) Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 10 millones**, debido a los efectos de conversión producto de la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense; y **(ii) Enel Generación Perú** por **US\$ 8 millones** compuesta por una menor base depreciable en el año 2021 por **US\$ 5 millones** y efecto de conversión por devaluación del nuevo sol peruano frente al dólar estadounidense.

Por su parte, las pérdidas por deterioro por aplicación de NIF 9, sobre activos financieros, ascendieron a **US\$ 248 millones** a septiembre de 2021, lo que representa un incremento de **US\$ 69 millones** con respecto a igual período del año anterior, que se explica principalmente por incrementos en los deterioros originadas por evaluación de activos financieros deteriorados; **(i) Enel Distribución Rio** por **US\$ 76 millones** **(ii) Enel Distribución Goiás** por **US\$ 10 millones**; **(ii) Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 16 millones**; estos efectos se ven parcialmente compensado por reversos de provisiones por deterioro en **Edesur** por **US\$ 22 millones** y un efecto positivo por efecto de conversión de las monedas funcionales respecto al dólar estadounidense por **US\$ 11 millones**.

En el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2021, la depreciación, amortización y deterioro ascendieron a **US\$ 388 millones**, incrementándose en **US\$ 144 millones** en términos netos con respecto a igual período del año 2020. De este incremento **US\$ 49 millones** corresponden a mayores depreciaciones y amortizaciones, los cuales se explican por **(i)** mayor depreciación por **US\$ 35 millones** por la incorporación de **EGP Américas**, **(ii) Edesur** por **US\$ 9 millones**, compuesto por el incremento de **US\$ 14 millones** de mayores depreciaciones por nuevas inversiones, menos **US\$ 5 millones** producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense y **(iii) US\$ 5 millones** por **Enel Cahoeira Dourada** por mayor base de activos depreciables.

En relación a las pérdidas por deterioro en cuentas por cobrar en el trimestre julio a septiembre de 2021, tiene un incremento de **US\$ 96 millones**, respecto al mismo período de 2020, compuesto por sociedades que han efectuado una revaluación negativa de sus activos financieros, como es el caso de **Enel Distribución Rio** por **US\$ 28 millones**, **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 33 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 34 millones** y **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 17 millones**, compensado por **Edesur** que efectuó una revaluación positiva de sus activos financieros por **US\$ 16 millones**.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2021



El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales por ejercicios finalizados al 30 septiembre de 2021 y 2020:

RESULTADOS NO OPERACIONALES (en millones de US\$)	Acumulado				Cifras Trimestrales			
	sep-21	sep-20	Variación	Var %	3T2021	3T2020	Variación	Var %
Ingresos Financieros:								
Argentina	63	40	23	57,5%	23	12	11	91,7%
Brasil	296	121	175	144,6%	138	54	84	155,6%
Colombia	10	11	(1)	(9,1%)	3	3	-	-
Perú	4	5	(1)	(20,0%)	1	1	-	-
Centroamérica	2	-	2	100,0%	1	-	1	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	4	(4)	(100,0%)	-	-	-	-
Total Ingresos Financieros	375	181	194	107,0%	166	70	96	137,9%
Gastos Financieros:								
Argentina	(168)	(77)	(91)	118,2%	(63)	(30)	(33)	110,0%
Brasil	(411)	(298)	(113)	37,9%	(150)	(113)	(37)	32,7%
Colombia	(81)	(105)	24	(22,9%)	(30)	(45)	15	(33,3%)
Perú	(23)	(24)	1	(4,2%)	(7)	(7)	-	-
Centroamérica	(4)	-	(4)	100,0%	(2)	-	(2)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(27)	(27)	-	-	(14)	(7)	(7)	100,0%
Total Gastos Financieros	(714)	(531)	(183)	34,6%	(266)	(202)	(64)	32,1%
Diferencias de cambio:								
Argentina	10	30	(20)	(66,7%)	-	9	(9)	(100,0%)
Brasil	(7)	(145)	138	(95,2%)	(75)	(22)	(53)	234,2%
Colombia	(4)	(4)	-	-	(2)	(2)	-	-
Perú	(8)	-	(8)	100,0%	(3)	(2)	(1)	29,3%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	26	127	(101)	(79,5%)	32	18	14	77,8%
Total Diferencias de Cambio	17	8	9	132,2%	(48)	1	(49)	N/A
Total Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	95	57	38	65,8%	50	22	29	133,7%
Total Resultado Financiero Enel Américas	(227)	(285)	58	(20,3%)	(98)	(109)	11	(10,4%)
Otras ganancias (pérdidas):								
Perú	-	4	(4)	(99,3%)	-	3	(3)	(99,1%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	-	4	(4)	(94,3%)	-	3	(3)	(100,7%)
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:								
Argentina	1	2	(1)	(61,4%)	-	-	1	(149,6%)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	1	(1)	(100,0%)	-	1	(1)	(100,0%)
Total Resultado de soc. contabilizadas por el método de la participación	1	3	(2)	(74,5%)	-	1	(1)	(65,9%)
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	1	7	(6)	(86,6%)	-	4	(4)	(95,4%)
Resultado Antes de Impuesto	1.572	1.105	467	42,3%	580	376	204	54,5%
Impuestos:								
Argentina	(143)	(41)	(102)	248,8%	(24)	40	(64)	(160,0%)
Brasil	(154)	(32)	(122)	381,3%	(55)	(33)	(22)	66,7%
Colombia	(244)	(213)	(31)	14,6%	(96)	(84)	(12)	14,3%
Perú	(95)	(67)	(28)	41,8%	(27)	(26)	(1)	3,9%
Centroamérica	(22)	-	(22)	100,0%	(10)	-	(10)	100,0%
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(1)	(3)	2	(66,7%)	1	-	1	100,0%
Total Impuesto sobre Sociedades	(659)	(356)	(303)	85,3%	(211)	(103)	(108)	105,7%
Resultado después de impuestos	913	749	164	21,9%	369	273	96	35,8%
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	622	487	135	27,8%	264	190	74	39,2%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	291	262	29	10,9%	105	83	22	26,0%

Resultado Financiero

El **resultado financiero** ascendió a una pérdida de **US\$ 227 millones** a septiembre de 2021, lo que representa una disminución de **US\$ 58 millones** respecto a la pérdida de igual período del año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

(a) **Mayores ingresos financieros por US\$ 194 millones**, principalmente explicados por; (i) **US\$ 136 millones** atribuibles a la actualización de los activos financieros asociados a activos en concesión por CINIIF 12 en las sociedades **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goiás, y Enel Distribución Ceará**, (ii) **US\$ 23 millones** por incremento de intereses por cobrar asociadas a clientes por venta de energía principalmente en las subsidiarias de distribución en Brasil, (iii) **US\$ 11 millones** por la actualización monetaria de los activos regulatorios de las Sociedades de Distribución en Brasil, (iv) **US\$ 11 millones** de mayores actualizaciones de inversiones financieras en las sociedades de generación en Argentina, (v) **US\$ 7 millones** por actualización de créditos **VOSA** en las Sociedades de Generación en Argentina y (vi) **US\$ 8 millones** asociadas al ingreso financiero proveniente de la incorporación de las subsidiarias de **EGP Américas**.

En el tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2021, la variación de los ingresos financieros ascendió a **US\$ 96 millones**, correspondiendo (i) **US\$ 71 millones** a la actualización de los activos financieros asociados a activos en concesión por CINIIF 12 en las sociedades **Enel Distribución Rio, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goiás, y Enel Distribución Ceará**, (ii) **US\$ 8 millones** por incremento de intereses por cobrar asociadas a clientes por venta de energía principalmente en las subsidiarias de distribución en Brasil, (iii) **US\$ 5 millones** por la actualización monetaria de los activos regulatorios de las Sociedades de Distribución en Brasil, (iv) **US\$ 7 millones** por actualización de créditos **VOSA** en las Sociedades de Generación en Argentina.

(b) **Mayores gastos financieros por US\$ 183 millones** principalmente atribuibles a (i) **Edesur por US\$ 101 millones**, explicado principalmente por actualización financiera por deuda con proveedor de compras de energía (CAMMESA); (ii) **US\$ 97 millones** de mayores gastos financieros en nuestras subsidiarias **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 53 millones, Enel Distribución Goias por US\$24 millones y Enel Distribución Ceará por US\$ 20 millones**, por mayores pasivos financieros respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior compensado por un menor gasto financiero por **US\$ 29 millones** en **EMGESA** por un menor saldo de deuda por vencimiento del bono internacional en el mes de enero y la cancelación de una emisión de bonos en el mes de julio de 2021.

En el tercer trimestre de 2021, la variación del gasto financiero tuvo un incremento de **US\$ 64 millones** respecto al mismo período del año anterior, el cual se explica por; (i) **Edesur por US\$ 30 millones**, originado principalmente por actualización financiera por deuda con proveedor de compras de energía (CAMMESA); (ii) **US\$ 47 millones** de mayores gastos financieros en nuestras subsidiarias **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 19 millones, Enel Distribución Goias por US\$ 11 millones y Enel Distribución Ceará por US\$ 17 millones**, por mayores pasivos financieros respecto al mismo período del año anterior. Lo anterior compensado por un menor gasto financiero por **US\$ 17 millones** en **EMGESA** por un menor saldo de deuda por vencimiento del bono internacional en el mes de enero y la cancelación de una emisión de bonos en el mes de julio de 2021.

(c) Los resultados por reajustes aumentan en US\$ 38 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 no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar estadounidense a tipo de cambio de cierre. El incremento del período acumulado se genera principalmente en el último trimestre de 2021, dado los altos niveles de inflación registrados en Argentina en los últimos meses respecto al mismo período del año anterior.

En el tercer trimestre de 2021, el efecto de la hiperinflación en Argentina generó un incremento de **US\$ 29 millones** en la cuenta resultados por unidades de reajustes.

(d) Las diferencias de cambio generan una variación positiva de **US\$ 9 millones** respecto al mismo período del año anterior, la cual se explica fundamentalmente por menores pérdidas por actualización por deudas que mantienen nuestras subsidiarias en Brasil con entidades relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas. La menor pérdida se explica porque la devaluación registrada por el real brasileño respecto al dólar estadounidense, en el período enero a septiembre de 2021 es inferior a la registrada en el mismo período de 2020.

En términos del tercer trimestre terminado al 30 de septiembre de 2021 se genera una variación negativa de **US\$ 49 millones**, la cual se explica fundamentalmente por mayores pérdidas por actualización por deudas que mantienen nuestras subsidiarias en Brasil con entidades relacionadas fuera del perímetro de consolidación de Enel Américas. El efecto se invierte respecto de lo mencionado en el párrafo anterior, dado que la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense en el tercer trimestre del año 2021, fue superior a la registrada en el mismo período de 2020.

(e) El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los US\$ 659 millones al 30 de septiembre de 2021, lo que representa incremento de **US\$ 303 millones** respecto al gasto registrado en igual período del año anterior, principalmente explicado por: **(i)** mayores gastos de impuestos por mejores resultados financieros (EBT) en: **Enel Brasil por US\$ 48 millones, Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 41 millones, Enel Generación Perú por US\$ 22 millones, Enel Distribución Codensa por US\$ 15 millones, Enel Distribución Ceara por US\$ 16 millones, y Emgesa por US\$ 5 millones, Edesur por US\$ 28 millones, y Enel Generación Costanera por US\$ 25 millones**; **(ii)** mayores gastos en impuestos a la renta e impuestos diferidos en las subsidiarias en Argentina, por la adaptación en los impuestos diferidos debido a la reforma fiscal aprobada por el Gobierno argentino, donde se aumenta la alícuota nominal desde 30% a 35%, los cuales se detallan como sigue: **Edesur por US\$ 101 millones, Enel Generación Costanera por US\$ 11 millones, Central Dock Sud por US\$ 4 millones**, compensado por **Enel Generación el Chocón por US\$ 7 millones**; **(iii)** incremento de impuestos en las subsidiarias de Colombia, por la modificación de la tasa impositiva de 30% a 35% para las rentas gravadas a partir del año 2022, pero que por reconocimiento de impuestos diferidos de acuerdo a la tasa vigente a su reverso correspondió reconocer en el año 2021 un mayor cargo a resultados por **US\$ 13 millones** compuesto por: **Emgesa por US\$ 12 millones y Codensa por US\$ 1 millón** y **(iv)** mayores gastos por **US\$ 43 millones** por variación de perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021 producto de la fusión con **EGP Américas**.

Lo anterior parcialmente compensado por menores impuestos producto de la devaluación de peso argentino respecto del dólar estadounidense por **US\$ 46 millones** y menores impuestos por menores ingresos financieros en **Central Docksud por US\$ 11 millones y Enel Generación el Chocón por US\$ 12 millones**.

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los US\$ 211 millones para el tercer trimestre de 2021, lo que representa un aumento de **US\$ 107 millones** respecto al gasto registrado en igual trimestre del año anterior, principalmente explicado por: **(i)** mayores gastos de impuestos por mejores resultados financieros (EBT) en: **Enel Generación Costanera** por **US\$ 32 millones**, **Edesur** por **US\$ 44 millones**, **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 17 millones**, **Enel Trading Brasil** por **US\$ 20 millones**, **(ii)** incremento por reconocimiento de impuestos diferidos en **Emgesa** por **US\$ 12 millones** y **Condensa** por **US\$ 1 millón**, por el incremento de tasas a entrar en vigencia a contar del año **2022**, y **(iii)** mayores gastos por **US\$ 19 millones** por variación de perímetro de consolidación a contar del 1 de abril de 2021 producto de la fusión con **EGP Américas**.

Lo anterior parcialmente compensado por menores impuestos por menores resultados financieros (EBT) en **Enel Brasil** por **US\$ 8 millones**, **Enel Cahoeira Dourada** por **US\$ 8 millones** y por los efectos de la devaluación de las monedas locales respecto del dólar estadounidense por **US\$ 17 millones**.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS (en millones de US\$)	sep-21	dic-20	Variación	Var %
Activos Corrientes	7.588	6.179	1.409	22,8%
Activos No Corrientes	27.679	20.755	6.924	33,4%
Total Activos	35.267	26.934	8.333	30,9%

El total de activos de Enel Américas al 30 de septiembre de 2021 se incrementó en **US\$ 8.333 millones** comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2020, principalmente como consecuencia de:

- Los **Activos Corrientes** presentan un incremento de **US\$ 1.409 millones**, equivalente a un **22,8%**, principalmente explicado por:
 - **Disminución del Efectivo y efectivo equivalente** por **US\$ 45 millones**, compuesto principalmente por: **(1) Ingreso neto de flujos operacionales por US\$ 1.398 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\$ 386 millones**, que corresponden a: **(i)** pagos de préstamos por **US\$ 1.828 millones**, **(ii)** obligaciones con el público por **US\$ 435 millones**, **(iii)** empresas relacionadas por **US\$ 328 millones**; **(iv)** pago de dividendos por **US\$ 763 millones**; **(v)** pago de intereses por **US\$ 234 millones**; y **(vi)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros de **US\$ 42 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i)** obtención de financiamiento con terceros; **US\$ 2.102 millones** por préstamos bancarios, **US\$163 millones** bonos de terceros y **US\$ 888 millones** de empresas relacionadas entre los cuales se incluyen préstamos de **EFI a Enel Américas, Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Rio** y; **(ii)** otras entradas de efectivo por **US\$ 91 millones**; **(3) salidas netas de flujos por actividades de inversión por US\$ 927 millones**, que corresponden a: **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 1.152 millones**, **(ii)** pagos por incorporación de activos intangibles por **US\$ 812 millones**, **(iii)** inversiones a más de 90 días por **US\$ 843 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por **(i)** Intereses recibidos por **US\$ 22 millones**, **(ii)** rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 828 millones**, **(iii)** cobros a entidades relacionadas netos de pagos por **US\$ 8 millones** y **(iv)** incorporación de **US\$ 1.022 millones** de los saldos iniciales de efectivo y efectivo equivalente de las sociedades de **EGP Américas** a contar del 1 de abril de 2021; y **(4)** disminución de **US\$ 130 millones** por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo.

- **Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por US\$ 155 millones**, explicado principalmente por (i) mayores impuestos por cobrar de PIS y COFINS en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 113 millones**, (ii) incremento de **US\$ 28 millones** por IVA crédito fiscal y otros impuestos por recuperar y (iii) incremento de **US\$ 13 millones** por anticipos de servicios cursados por terceros.
- **Aumento en Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por US\$ 1.030 millones**, que se explica principalmente por; (i) las cuentas comerciales de las sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 246 millones**; (ii) **US\$ 422 millones** de incremento en las sociedades de distribución en principalmente por aplicación de reajustes tarifarios e incremento en los plazos medios de cobro en las Sociedades de distribución, por las dificultades económicas acarreadas por la Pandemia y las restricciones de cobro establecidas por los gobiernos, (iii) incremento de **US\$ 305 millones** de activos regulatorios (CVA) en Brasil, producto del incremento del costo de la energía originado por la crisis hídrica; (iv) incremento de cuentas por cobrar en la Sociedad **Enel Trading Brasil** por **US\$ 84 millones** dado el incremento en sus operaciones en el último trimestre de 2021, y (v) Anticipos a proveedores otorgados por **Enel Cahoeira Dourada** por **US\$ 82 millones**. Todo ello parcialmente compensado por el efecto negativo de conversión de cifras por **US\$ 207 millones** originado por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de Enel Américas frente al dólar estadounidense.
- **Aumento en Cuentas a cobrar a entidades relacionadas corrientes por US\$ 55 millones**, los cuales se explican básicamente inversiones financieros que mantienen las Sociedades de **Panamá y Guatemala** en la sociedad relacionada **EFI**.
- **Aumento en Inventarios por US\$ 66 millones** que se explican, por (i) por una mayor mantención de insumos eléctricos en nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por **US\$ 56 millones** y (ii) incorporación de los inventarios procedentes de las sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 16 millones**.
- **Aumento en Activos por impuestos corrientes por US\$ 109 millones** explicados por (i) Incorporación de saldos de **EGP Américas** al 1 de abril de 2021 por **US\$ 42 millones** y (ii) Incremento en los anticipos de impuestos a los organismos recaudadores de cada uno de los países en las siguientes Sociedades: **Enel Generación Perú** por **US\$ 26 millones**, **Enel Distribución Rio** por **US\$ 20 millones**, **Enel Generación el Chocón** por **US\$ 11 millones**, **Enel Cachoeira Dourada** por **US\$ 5 millones** y **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 4 millones**.

➤ **Incremento de los Activos No Corrientes por US\$ 6.924 millones, equivalente a un 33,4%, principalmente por:**

- **Incremento de Otros activos financieros no corrientes por US\$ 549 millones**, principalmente explicado por (i) actualización financiera de las cuentas por cobrar de la CINIIF 12 para nuestras filiales brasileñas dan cuenta de un incremento de **US\$ 167 millones** (ii) incremento de **US\$ 115 millones** por la incorporación de activos de acuerdo a CINIIF 12 en **PH Chucás** en Costa Rica, (iii) incremento por nuevas inversiones de acuerdo a CINIIF 12 en nuestras filiales brasileras por **US\$ 250 millones**, y (iv) incremento en derivados de cobertura por **US\$ 135 millones**.

Todo lo anterior parcialmente compensado por los efectos de la devaluación del real brasileño frente al dólar estadounidense al 30 de septiembre de 2021, con lo cual se determina una disminución de **US\$ 122 millones** sobre las cuentas por cobrar generadas de acuerdo a CINIIF12.

- **Incremento de Otros activos no financieros no corrientes por US\$ 1.195 millones**, que se explica principalmente por mayores impuestos por recuperar de PIS y COFINS en **Enel Distribución Goias por US\$ 445 millones y Enel Distribución Rio por US\$ 605 millones (ver explicación de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes en página 46 de este análisis razonado)**, mayores activos en construcción de acuerdo a CINIIF 12 por **US\$ 284 millones** y reducción por el efecto de conversión relacionado con la devaluación del real brasileño respecto al dólar estadounidense por **US\$ 95 millones**.
- **Incremento de cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US\$ 197 millones** explicadas principalmente por una extensión en los plazos de cobro de las cuentas de energía en las subsidiarias brasileñas **Enel Distribución Sao Paulo por US\$ 126 millones y Enel Distribución Rio por US\$ 67 millones**.
- **Incremento de intangibles distintos a la plusvalía por US\$ 249 millones** compuesto principalmente por: **(i) incremento por combinación de negocios por un monto de US\$ 334 millones** principalmente por la incorporación de las sociedades de **EGP Américas**; **(ii) nuevas inversiones por US\$ 395 millones** principalmente en las empresas de distribución en Brasil **(iii) incremento por hiperinflación en Argentina por US\$ 20 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado por **(i) amortizaciones ascendentes a US\$ 317 millones**; **y (ii) disminución por US\$ 186 millones** de efecto negativo en conversión de cifras por la devaluación de las distintas monedas en que operamos respecto al dólar.
- **Incremento de plusvalía por US\$ 565 millones**, explicado principalmente por la incorporación de la plusvalía en los negocios provenientes de **EGP Américas por US\$ 587 millones** y menor valor por efecto de conversión por la devaluación de las distintas monedas en las que operamos versus el dólar estadounidense por **US\$ 30 millones**.
- **Incremento de Propiedad Planta y Equipo por US\$ 4.236 millones** compuesto por **(i) incremento principalmente por la incorporación de los activos de EGP Américas por US\$ 3.952 millones**, **(ii) incrementos por inflación de US\$ 532 millones** producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas; **(iii) aumento por nuevas inversiones por US\$ 973 millones**, **(iv) depreciación del período por US\$ 390 millones**; **(v) disminución por US\$ 785 millones** por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada subsidiaria, **(vi) disminución por otros movimientos por US\$ 46 millones**.
- **Disminución de impuestos diferidos por US\$ 85 millones**, explicada por menores impuestos diferidos por la provisión de beneficios a los empleados por **US\$ 147 millones**, compensada parcialmente por mayores impuestos diferidos por **US\$ 57 millones** asociados a los incrementos de provisiones por deudores incobrables.

PASIVOS Y PATRIMONIO (en millones de US\$)	sep-21	dic-20	Variación	Var %
Pasivo Corriente	7.883	7.277	606	8,3%
Pasivo No Corriente	11.973	9.323	2.650	28,4%
Patrimonio Total	15.411	10.334	5.077	49,1%
<i>Atribuible a los propietarios de la controladora</i>	13.266	8.106	5.160	63,7%
<i>Participaciones no controladoras</i>	2.145	2.228	(83)	(3,7%)
Total patrimonio y Pasivos	35.267	26.934	8.333	30,9%

El total de **pasivos y patrimonio de Enel Américas**, al 30 de septiembre de 2021 se incrementaron en **US\$ 8.333 millones** respecto de diciembre 2020, principalmente como consecuencia de:

- **Los Pasivos Corrientes aumentaron en US\$ 606 millones, equivalente a un 8,3%**, explicado principalmente por:
 - **Disminución de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US\$ 384 millones**, lo cual se explica fundamentalmente por; (i) disminución en **Enel Américas Holding** por **US\$ 305 millones**, producto de cancelaciones de créditos por **US\$ 518 millones** compensadas por nuevas obtenciones de créditos por **US\$ 213 millones**; (ii) disminución por **US\$ 183 millones** en **Enel Distribución Sao Paulo** por cancelaciones de créditos por **US\$ 495 millones**, compensadas parcialmente por traspasos de deuda desde el largo plazo por **US\$ 251 millones** y obtenciones de nuevos créditos por **US\$ 61 millones**; (iii) disminución por **US\$ 61 millones** producto del efecto negativo por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de Enel Américas respecto al dólar estadounidense. Todo lo anterior parcialmente compensado por; (i) el aumento de pasivos financieros por incorporación de saldos de las sociedades de **EGP Américas** al 1 de abril de 2021 por **US\$ 80 millones**; (ii) aumento en **Emgesa** por **US\$ 34 millones** originada por obtenciones de nuevos préstamos por **US\$ 176 millones**, traspasos desde el largo plazo por **US\$ 81 millones**, compensados parcialmente por **US\$ 223 millones** de liquidaciones de obligaciones principalmente por bonos y; (iii) incremento en **Enel Generación Perú** por **US\$ 54 millones**, producto de la obtención de créditos por **US\$ 114 millones**, traspasos desde el largo plazo por **US\$ 7 millones** parcialmente compensados por pagos de créditos por **US\$ 67 millones**.
 - **Incremento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US\$ 959 millones**, explicado principalmente por; (i) aumento por la incorporación con fecha 1 de abril al perímetro de consolidación las sociedades de **EGP Américas** por **US\$ 339 millones**; (ii) incremento por mayores pasivos por compras de energía por **US\$ 523 millones** en las sociedades de Distribución en Brasil; (iii), incremento de **US\$ 265 millones** por la cuenta por pagar que registra **Edesur** por pagar a **CAMMESA**; (iv) incremento de **PIS COFINS** recaudados para ser devueltos a terceros por **US\$ 113 millones principalmente en la Sociedad Enel Distribución Goias**. Todo lo anterior compensado por el efecto conversión negativo producto de la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de **Enel Américas** respecto al dólar estadounidense por **US\$ 255 millones**.

- **Incremento de Cuentas por pagar a empresas relacionadas corrientes por US\$ 90 millones**, se explican principalmente por incremento de saldos con la **Sociedad Enel Green Power S.p.A.**, por los servicios que habitualmente brinda a sociedades de **EGP Américas** recientemente incorporadas al 1 de abril de 2021.
 - **Disminución de otras provisiones corrientes por US\$ 61 millones**, explicados por disminución en provisión de reclamaciones legales por **US\$ 60 millones**.
 - **Disminución pasivos por impuestos corrientes por US\$ 49 millones**, explicado principalmente por menores impuestos por pagar, dado que entre los meses de marzo y abril se liquidan los impuestos en las distintas filiales donde tenemos operaciones, y al 30 de septiembre, solo se ha acumulado nueve meses de las utilidades susceptibles de ser provisionadas como impuesto a la renta.
 - **Incremento de otros pasivos no financieros corrientes por US\$ 49 millones** explicados fundamentalmente por mayores IVA débito fiscal adeudados al cierre del 30 de septiembre de 2021.
- **Los Pasivos No Corrientes se incrementaron en US\$ 2.650 millones**, equivalente aun **28,4%**, de variación explicado principalmente por:
- **Incremento de Otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US\$ 1.107 millones**, principalmente explicado por; (i) incremento de **US\$ 919 millones** provenientes de los saldos incorporados por las sociedades de **EGP Américas**; (ii) incremento de deuda en **Enel Distribución Sao Paulo** por **US\$ 282 millones** producto de obtención de nuevos créditos compensados parcialmente por traspasos al corto plazo por **US\$ 251 millones** y ;(iii) aumento de deuda en **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 102 millones** originada por la contratación de obligaciones financieras por **US\$ 140 millones** compensadas parcialmente por traspasos al corto plazo por **US\$ 38 millones**. Todo lo anterior parcialmente compensado por el efecto negativo de conversión por la devaluación de las monedas funcionales de las subsidiarias de **Enel Américas** respecto al dólar estadounidense por **US\$ 275 millones**.
 - **Incremento en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US\$ 896 millones**, que se explica principalmente por mayores impuestos por pagar de PIS COFINS en **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 445 millones** y **Enel Distribución Río** por **US\$ 605 millones**, estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen (ver explicación de los Otros activos no financieros no corrientes en Nota 8 de los estados financieros y página N°44 de este análisis razonado). Lo anterior parcialmente compensado por el efecto negativo de **US\$ 66 millones** correspondientes al efecto de conversión por la devaluación del real brasileiro frente al dólar estadounidense.
 - **Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes por US\$ 774 millones**, que se explica por préstamos de **EFI** a **Enel Distribución Río** por **US\$ 212 millones**, **Enel Distribución Goiás** por **US\$ 239 millones** y **Enel Distribución Ceará** por **US\$ 91 millones**. Adicionalmente préstamos de **EFI** por **US\$ 232 millones** a sociedades de **EGP Américas** incorporadas al 1 de abril de 2021.

- **Aumento de pasivos por impuestos diferidos por US\$ 257 millones**, su incremento se debe principalmente a la revaluación de los impuestos diferidos en las subsidiarias argentinas producto del cambio de tasa que implementó el gobierno, llevando los impuestos de un 30 a un 35%, y adicionalmente los saldos provenientes de la incorporación de las sociedades de **EGP Américas** al 1 de abril de 2021. Lo que origina mayores impuestos diferidos pasivos por depreciación del activo fijo por **US\$ 175 millones** y por las provisiones efectuadas por las sociedades por **US\$ 82 millones**.
- **Disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US\$ 452 millones**, explicado principalmente por los cambios en las variables actuariales que resultan en una menor provisión, principalmente en nuestras subsidiarias brasileras.
- **El Patrimonio Total aumentó en US\$ 5.077 millones equivalentes a un 49,1%, explicado por:**

El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora se incrementó en US\$5.160 millones principalmente por; **(i) US\$ 6.036 millones** por aumento de capital producto de la incorporación con **EGP Américas** el 1 de abril de 2021; **(ii) aumento por la utilidad del período por US\$ 622 millones;** **(iii) incremento patrimonial por US\$ 14 millones** de reservas de cobertura de flujo efectivo e; **(iv) incremento de US\$ 212 millones** por reserva de beneficios a los empleados en las utilidades acumuladas. Lo anterior parcialmente compensado por disminución por; **(i) pago de dividendos por US\$ 165 millones** y; **(ii) disminuciones patrimoniales de US\$ 1.558 millones** compuestas por: disminución en otras reservas varias por **US\$ 1.007 millones**.

Las participaciones no controladoras disminuyeron en **US\$ 83 millones** y se explican principalmente por **(i) disminución de US\$ 498 millones** por el pago de dividendos; y **(ii) disminución de US\$ 236 millones** en los resultados integrales principalmente por diferencias de conversión **(iii) incremento de US\$ 360 millones** principalmente por reservas asociadas a la hiperinflación en Argentina. Estos efectos se deben complementar con el incremento patrimonial por la utilidad del período por **US\$ 291 millones**.

Evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

		Unidad	sep-21	dic-20	sep-20	Variación	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,96	0,85		0,11	13,4%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,89	0,78		0,11	14,0%
	Capital de Trabajo	MMUS\$	(295)	(1.098)		803	(73,1%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,29	1,61		(0,32)	(19,8%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	39,7%	43,8%		(4,1%)	(9,4%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	60,3%	56,2%		4,1%	7,4%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,59		4,72	(0,13)	(2,7%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	15,6%		16,2%	(0,6%)	(3,8%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	9,0%		14,5%	(5,5%)	(38,0%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	3,0%		6,2%	(3,2%)	(52,3%)

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

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

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

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

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

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

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

-La **liquidez corriente** al 30 de septiembre de 2021 alcanzó **0,96 veces**, presentando un incremento de **13,4%** con respecto a diciembre 2020, explicado principalmente por el crecimiento de activos corrientes en mayor proporción a lo que lo hicieron los pasivos corrientes con la incorporación de **EGP Américas** a contar del 1 de abril.

-La **razón ácida** al 30 de septiembre de 2021 alcanzó **0,89 veces**, presentando un incremento de **14,0%** con respecto al 31 de diciembre de 2020, también explicado por la incorporación de activos corrientes superiores a los pasivos corrientes de **EGP Américas**.

-El **capital de trabajo** al 30 de septiembre de 2021 corresponde a un valor negativo de **US\$ 295 millones**, que refleja una mejora respecto al 31 de diciembre de 2020 donde alcanzó un valor negativo de **US\$ 1.098 millones**.

-La **razón de endeudamiento** se sitúa en **1,29 veces** al 30 de septiembre de 2021, que representa una disminución de un **19,8%** respecto del 31 de diciembre de 2020, explicado por el incremento de Patrimonio Dominante, principalmente por el incremento de capital ocurrido el 1 de abril de 2021 para perfeccionar la incorporación de **EGP Américas**.

-La **cobertura de costos financieros** por el período terminado al 30 de septiembre de 2021 fue de **4,59** veces, un **2,7%** inferior a lo presentado en el mismo período del año anterior.

-El índice de rentabilidad medido en términos del **resultado de explotación sobre los ingresos de explotación** alcanzó un **15,6%** al 30 de septiembre de 2021.

-La rentabilidad **del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante)** alcanzó un **9,0%**, lo que representa una disminución de un **38,0%** respecto al indicador del período anterior, producto de una disminución en el resultado de la sociedad dominante de los últimos 12 meses móviles respecto al periodo anterior, y al incremento patrimonial dominante por la incorporación de **EGP Américas**.

-La **rentabilidad de los activos** fue de un **3,0%** al 30 de septiembre de 2021, lo que representa una disminución de un **52,3%**, producto de la incorporación de los activos de **EGP Américas** al 1 de abril 2021, sumado a una disminución en el resultado móvil de los últimos 12 meses.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto del período fue un monto positivo al 30 de septiembre de 2021 por **US\$ 85 millones**, lo que representa un incremento de **US\$ 135 millones** con respecto al mismo período del año anterior.

Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este incremento en los flujos de efectivo neto, comparado con septiembre 2020, se describen a continuación:

FLUJOS DE EFECTIVO (en millones de US\$)	sep-21	sep-20	Variación	Var %
Flujo de la Operación	1.398	1.584	(186)	(11,7%)
Flujo de Inversión	(927)	(1.213)	287	(23,6%)
Flujo de Financiamiento	(386)	(421)	35	(8,4%)
Flujo neto del período	85	(50)	135	(270,0%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron **US\$ 1.398 millones** a septiembre de 2021, representando una disminución de **11,7%** con respecto a septiembre del año anterior. La variación se explica por un incremento neto en las **Clases de Pago** principalmente por ; **(i)** mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por **US\$ 2.252 millones**; y **(ii)** menores cobros por otras actividades de la operación por **US\$ 479 millones**. Las cuales se compensan parcialmente con un incremento neto en las **Clases de cobros por actividades de operación**, principalmente en **(i)** mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por **US\$ 2.989 millones**; **(ii)** mayores pagos por otras actividades de la operación por **US\$ 261 millones**; y **(iii)** mayores pagos por impuesto a la renta por **US\$ 179 millones**.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión generaron una salida neta por **US\$ 927 millones** a septiembre de 2021, que se explica principalmente por: **(i)** desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por **US\$ 1.152 millones**; **(ii)** incorporación de activos intangibles por **US\$ 812 millones**; e **(iii)** inversiones a más de 90 días por **US\$ 843 millones**. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por **(i)** Intereses recibidos por **US\$ 25 millones**; **(ii)** por el rescate de inversiones a más de 90 días por **US\$ 828 millones**, **(iii)** cobros efectuados a entidades relacionadas por **US\$ 19 millones** y **(iv)** otras entradas de efectivo por **US\$ 1.010 millones**, de los cuales **US\$ 1.022 millones** provienen de los saldos iniciales de efectivo y efectivo equivalentes incorporados por las Sociedades de EGPA.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación generaron una salida neta por **US\$ 386 millones** a septiembre 2021, originados principalmente por ;**(i)** pagos de préstamos y obligaciones con el público por **US\$ 2.263 millones**; **(ii)** pago de dividendos por **US\$ 763 millones**; **(iii)** pagos a empresas relacionadas por **US\$ 328 millones** **(iv)** pago de intereses por **US\$ 234 millones**; y **(v)** pagos de pasivos por arrendamientos financieros **US\$ 42 millones**. Lo anterior fue parcialmente compensado con: **(i)** obtención de financiamientos por **US\$ 2.265 millones**; **(ii)** Obtención de préstamos de empresas relacionadas por **US\$ 888 millones**; y **(iii)** Otras entradas y salidas de efectivo por **US\$ 91 millones**.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a septiembre de 2021 y 2020.

Información Propiedades, Planta y Equipos

(en millones de US\$)

EMPRESA	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos			Depreciación		
	sep-21	sep-20	Var %	sep-21	sep-20	Var %
Enel Generación Chocon S.A.	-	-	-	12	11	9,1%
Enel Generación Costanera S.A.	14	26	(46,2%)	32	32	-
Emgesa S.A.E.S.P.	66	71	(7,0%)	50	49	2,0%
Enel Generación Perú S.A.	39	34	14,7%	27	35	(22,9%)
Chinango	3	-	100,0%	3	-	100,0%
Enel Distribución Goiás (Celg) (*)	278	191	45,5%	54	52	3,8%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	-	1	(100,0%)	8	4	100,0%
EGP Volta Grande	2	2	-	-	-	-
Enel Generación Fortaleza	4	9	(55,6%)	8	8	-
Enel Cien S.A.	1	1	-	4	6	(33,3%)
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo) (*)	191	141	35,5%	111	120	(7,5%)
Edesur S.A.	149	72	106,9%	57	42	35,7%
Enel Distribución Perú S.A.	116	98	18,4%	44	44	-
Enel Distribución Río (Ampla) (*)	146	120	21,7%	63	60	5,0%
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	129	131	(1,5%)	46	43	7,0%
Codensa S.A.	249	289	(13,8%)	91	89	2,2%
Central Dock Sud S.A.	1	6	(83,3%)	23	23	0,0%
Enel Generación Piura S.A.	11	6	83,3%	8	8	-
Enel X Brasil	2	3	(33,3%)	-	3	(100,0%)
Enel Green Power Brasil	390	-	100,0%	43	-	100,0%
Enel Green Power Colombia	77	-	100,0%	2	-	100,0%
Enel Green Power Perú	1	-	100,0%	6	-	100,0%
Enel Green Power Centroamérica	23	-	100,0%	18	-	100,0%
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	72	-	100,0%	3	5	(40,0%)
Total	1.964	1.201	63,5%	713	634	12,5%

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

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

POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas 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. Se cuenta con una 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.

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 30.09.2021	al 31.12.2020
	%	%
Tasa de interés fija	32%	38%

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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

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 tercer trimestre de 2021, 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. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

Riesgo de commodities

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 30 de septiembre de 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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.

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 tercer trimestre de 2021.

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 periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 19 y 22.

Al 30 de septiembre de 2021, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.461.504 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.154.480 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes.

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 periodo de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo con el Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, siguen suspendidas las actividades de cortes de suministro. Lo mismo en Brasil, de acuerdo con la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte en todas las 4 distribuidoras, incluyendo Rio de Janeiro, que volvió a ejecutar las actividades de corte en 1 de julio de 2021, con el término de la vigencia de la Ley N° 8.769/20, pero adecuándose a la resolución ANEEL 928 de 26 de marzo de 2020 que prohíbe el corte para clientes de bajos ingresos hasta 30 de septiembre de 2021. En Colombia, de acuerdo con los Decretos 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo con Decreto 35-20, de 3 de abril de 2020. A la fecha, ambos países han retomado y mantienen 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.

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.

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 periodo (trimestre) durante cinco años.

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 692.286.

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.

Otros riesgos.

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

En relación a la línea de crédito bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en febrero de 2021 y con vencimiento en febrero de 2024, su pago anticipado podría darse lugar tras el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$ 150 millones. Además, esta línea de crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 300 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de ésta.

Respecto de los bonos Yankee emitidos en el año 2016, con vencimiento en el año 2026, se podría dar lugar a su pago anticipado obligatorio debido al no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna Subsidiaria Significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Mientras que para el caso específico del bono Yankee emitido en el año 1996, con vencimiento en el año 2026, el pago anticipado se desencadena sólo por el incumplimiento de pago de deuda individual por un monto de US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas, por parte del Emisor o Deudor, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras.

Por último, en el caso de los bonos locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas se desencadena sólo por incumplimiento del pago de otras deudas contraídas por el Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas.

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

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.