

# **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

correspondientes al periodo terminado

al 30 de junio de 2022

**ENEL AMÉRICAS S.A.  
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

## CONTENIDO

### I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

### II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, CLASIFICADOS  
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, POR  
NATURALEZA  
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO INTERMEDIO  
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIOS, MÉTODO DIRECTO

### III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	<b>en miles</b>	<b>Descripciones</b>
US\$	MUS\$	Dólar Estadounidense
CLP	M\$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual



## **Informe de Revisión del Auditor Independiente**

Señores Accionistas y Directores de  
Enel Américas S.A.:

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2022; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2022 y 2021; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminados en esas fechas, y sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

### ***Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios***

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

### ***Responsabilidad del auditor***

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

### ***Conclusión***

Basados en nuestras revisiones, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).



**Otros asuntos -Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021**

Con fecha 25 de febrero de 2022, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021 de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021 que se presenta en los estados financieros intermedios consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nolberto Pezzati', written over a faint circular stamp or watermark.

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 27 de julio de 2022

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios al 30 de junio de 2022 (no auditado) y 31 de diciembre de 2021

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>ACTIVOS</b>	Nota	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.996.520	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	8	367.983	312.030
Otros activos no financieros corrientes	9	875.504	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.787.640	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	19.046	73.759
Inventarios corrientes	12	642.142	538.276
Activos por impuestos corrientes	13	172.297	201.740
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>7.861.132</b>	<b>7.061.959</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	281.543	520
<b>Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>281.543</b>	<b>520</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>8.142.675</b>	<b>7.062.479</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	8	4.015.471	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	9	3.304.989	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	554.778	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	312	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	2.896	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	5.099.026	4.756.270
Plusvalía	16	1.533.707	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	17	13.747.923	12.997.528
Propiedad de inversión		7.888	6.272
Activos por derecho de uso	18	365.261	327.953
Activos por impuestos diferidos	19	1.097.626	992.368
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>29.729.877</b>	<b>27.896.459</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>37.872.552</b>	<b>34.958.938</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios  
al 30 de junio de 2022 (no auditado) y 31 de diciembre de 2021**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	Nota	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.766.288	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	48.225	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.920.414	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.513.493	955.707
Otras provisiones corrientes	25	181.197	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	13	125.666	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	9	301.362	286.272
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>8.856.645</b>	<b>7.795.534</b>
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	126.065	-
<b>Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>126.065</b>	<b>-</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>8.982.710</b>	<b>7.795.534</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	5.384.983	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	195.281	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.885.751	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	884.141	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	25	901.175	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	19	944.931	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.500.516	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	123.833	134.572
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>12.820.611</b>	<b>12.133.311</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>21.803.321</b>	<b>19.928.845</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.499	15.799.499
Ganancias acumuladas		6.319.846	5.768.691
Acciones propias en cartera		(272)	(272)
Otras reservas	27.5	(8.585.557)	(8.735.261)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>13.533.516</b>	<b>12.832.657</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	27.6	<b>2.535.715</b>	<b>2.197.436</b>
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>16.069.231</b>	<b>15.030.093</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>37.872.552</b>	<b>34.958.938</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza**
**Por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses		abril a junio	
<b>ESTADOS DE RESULTADOS</b>	Nota	<b>2022</b>	<b>2021 (*)</b>	<b>2022</b>	<b>2021 (*)</b>
Ingresos de actividades ordinarias	28	6.707.657	6.109.297	3.356.663	3.094.960
Otros ingresos, por naturaleza	28	1.039.698	640.314	596.702	379.779
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>7.747.355</b>	<b>6.749.611</b>	<b>3.953.365</b>	<b>3.474.739</b>
Materias primas y consumibles utilizados	29	(4.475.472)	(4.145.453)	(2.285.308)	(2.070.075)
<b>Margen de Contribución</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>3.271.883</b>	<b>2.604.158</b>	<b>1.668.057</b>	<b>1.404.664</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		119.074	84.618	61.528	47.906
Gastos por beneficios a los empleados	30	(400.616)	(356.777)	(211.741)	(177.342)
Gasto por depreciación y amortización	31	(546.286)	(456.735)	(278.764)	(235.534)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(95.668)	(51)	(95.646)	(51)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(195.475)	(114.726)	(99.467)	(64.877)
Otros gastos por naturaleza	32	(625.690)	(547.752)	(319.010)	(280.126)
<b>Resultado de Explotación</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>1.527.222</b>	<b>1.212.735</b>	<b>724.957</b>	<b>694.640</b>
Otras ganancias (pérdidas)		3.057	247	2.570	195
Ingresos financieros	33	265.569	117.116	168.938	64.421
Costos financieros	33	(783.154)	(447.837)	(436.180)	(248.965)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	900	637	944	536
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	42.925	65.356	(42.920)	68.937
Resultado por unidades de reajuste	33	147.020	44.407	89.926	23.141
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>1.203.539</b>	<b>992.661</b>	<b>508.235</b>	<b>602.905</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(400.088)	(448.317)	(177.511)	(346.957)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>803.451</b>	<b>544.344</b>	<b>330.724</b>	<b>255.948</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>803.451</b>	<b>544.344</b>	<b>330.724</b>	<b>255.948</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		576.664	358.346	210.795	175.066
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	226.787	185.998	119.929	80.882
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>803.451</b>	<b>544.344</b>	<b>330.724</b>	<b>255.948</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>					
<b>Ganancia (pérdida) por acción básica</b>	US\$ / acción	<b>0,00538</b>	<b>0,00390</b>	0,00196	0,00163
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00538	0,00390	0,00196	0,00163
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	91.768.541	107.279.890	107.279.890
<b>Ganancias por acción diluidas</b>					
<b>Ganancias (pérdida) diluida por acción</b>	US\$ / acción	<b>0,00538</b>	<b>0,00390</b>	0,00196	0,00163
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00538	0,00390	0,00196	0,00163
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	91.768.541	107.279.890	107.279.890

(\*) Ver nota 2.2.c



**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)**
**Por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses		abril a junio	
<b>ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES</b>	Nota	<b>2022</b>	<b>2021 (*)</b>	<b>2022</b>	<b>2021 (*)</b>
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>803.451</b>	<b>544.344</b>	<b>330.724</b>	<b>255.948</b>
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(36.673)	326.059	(39.562)	326.059
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>(36.673)</b>	<b>326.059</b>	<b>(39.562)</b>	<b>326.059</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos</b>					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	380.024	167.458	(1.514.401)	1.162.587
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		1.012	(5)	1.012	(2)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(7.969)	17.085	23.832	33.436
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(35.180)	(14.345)	7.196	(14.974)
<b>Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>337.887</b>	<b>170.193</b>	<b>(1.482.361)</b>	<b>1.181.047</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>301.214</b>	<b>496.252</b>	<b>(1.521.923)</b>	<b>1.507.106</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		17.502	(110.551)	17.502	(110.551)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>17.502</b>	<b>(110.551)</b>	<b>17.502</b>	<b>(110.551)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		4.175	(4.972)	(7.775)	(10.288)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(522)	-	(522)	-
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>3.653</b>	<b>(4.972)</b>	<b>(8.297)</b>	<b>(10.288)</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>322.369</b>	<b>380.729</b>	<b>(1.512.718)</b>	<b>1.386.267</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>1.125.820</b>	<b>925.073</b>	<b>(1.181.994)</b>	<b>1.642.215</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		924.428	918.572	(1.084.687)	1.563.413
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		201.392	6.501	(97.307)	78.802
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>1.125.820</b>	<b>925.073</b>	<b>(1.181.994)</b>	<b>1.642.215</b>

(\*) Ver nota 2.2.c



**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio  
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas												
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otro resultado integral acumulado	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	9.763.078		(4.308.296)	(9.383)	-	(692)	(4.318.371)	(2.754.546)	(7.072.917)	5.415.698	8.105.859	2.227.804	10.333.663
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358.346	358.346	185.998	544.344
Otro resultado integral	-	-	353.286	(3.063)	210.005	(2)	-	-	560.226	-	560.226	(179.497)	380.729
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	918.572	6.501	925.073
Emisión de patrimonio	6.036.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.036.421	-	6.036.421
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(165.040)	(165.040)	(343.632)	(508.672)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(210.005)	-	-	(1.064.633)	(1.274.638)	210.005	(1.064.633)	334.739	(729.894)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Total de cambios en patrimonio	6.036.421	(272)	353.286	(3.063)	-	(2)	-	(1.064.633)	(714.412)	403.311	5.725.048	(2.392)	5.722.656
<b>Saldo final al 30.06.2021</b>	<b>15.799.499</b>	<b>(272)</b>	<b>(3.955.010)</b>	<b>(12.446)</b>	<b>-</b>	<b>(694)</b>	<b>(3.819.179)</b>	<b>(7.787.329)</b>	<b>(7.787.329)</b>	<b>5.819.009</b>	<b>13.830.907</b>	<b>2.225.412</b>	<b>16.056.319</b>
<b>Saldo inicial al 01.01.2022</b>	<b>15.799.499</b>	<b>(272)</b>	<b>(5.190.194)</b>	<b>426</b>	<b>-</b>	<b>(697)</b>	<b>(5.190.465)</b>	<b>(3.544.796)</b>	<b>(8.735.261)</b>	<b>5.768.691</b>	<b>12.832.657</b>	<b>2.197.436</b>	<b>15.030.093</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576.664	576.664	226.787	803.451
Otro resultado integral	-	-	421.804	(48.867)	(25.509)	336	347.764	-	347.764	-	347.764	(25.395)	322.369
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	924.428	201.392	1.125.820
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(458.439)	(458.439)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	25.509	-	25.509	(223.569)	(198.060)	(25.509)	(223.569)	595.326	371.757
Total de cambios en patrimonio	-	-	421.804	(48.867)	-	336	373.273	(223.569)	149.704	551.155	700.859	338.279	1.039.138
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>15.799.499</b>	<b>(272)</b>	<b>(4.768.390)</b>	<b>(48.441)</b>	<b>-</b>	<b>(361)</b>	<b>(4.817.192)</b>	<b>(3.768.365)</b>	<b>(8.585.557)</b>	<b>6.319.846</b>	<b>13.533.516</b>	<b>2.535.715</b>	<b>16.069.231</b>

(1) Ver Nota 27.1

(2) Ver Nota 27.2

(3) Ver Nota 27.5

(4) Ver Nota 27.6

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos  
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
	2022	2021
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	10.393.133	8.667.475
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	23.309	19.277
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	12.028	2.841
Otros cobros por actividades de operación	394.143	330.789
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(5.563.205)	(5.276.033)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(483.847)	(411.191)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(14.414)	(11.209)
Otros pagos por actividades de operación	7.d (2.667.325)	(2.163.006)
Intereses pagados	-	(4)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones</b>		
Impuestos a las ganancias pagados	(410.045)	(433.225)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(73.877)	(26.732)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>1.609.900</b>	<b>698.982</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	374.976	567.237
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(423.104)	(559.250)
Préstamos a entidades relacionadas	(787)	(604)
Compras de propiedades, planta y equipo	(797.297)	(649.397)
Compras de activos intangibles	(642.657)	(479.876)
Compras de otros activos a largo plazo	(34.754)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(27.369)	(16.655)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	20.513	6.986
Cobros a entidades relacionadas	44.825	10.447
Dividendos recibidos	742	1.153
Intereses recibidos	32.083	18.297
Otras entradas (salidas) de efectivo	12.153	1.019.352
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>(1.440.676)</b>	<b>(82.310)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	-	(282)
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>	<b>7.e 1.400.636</b>	<b>1.460.728</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	680.884	783.009
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	719.752	677.719
Préstamos de entidades relacionadas	7.e 681.271	468.783
Reembolsos de préstamos	7.e (801.754)	(1.616.602)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.e (33.253)	(27.015)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.e (152.734)	(247.595)
Dividendos pagados	(392.397)	(624.435)
Intereses pagados	7.e (231.724)	(142.214)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.e (52.586)	88.459
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>417.459</b>	<b>(640.173)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>586.683</b>	<b>(23.501)</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	54.445	(48.637)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>641.128</b>	<b>(72.138)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7 1.396.253	1.506.993
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>7 2.037.381</b>	<b>1.434.855</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

1.	INFORMACIÓN GENERAL .....	14
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.....	15
2.1	Principios contables .....	15
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables.....	15
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas .....	20
2.4	Sociedades subsidiarias .....	21
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación .....	22
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	23
2.5	Entidades asociadas.....	23
2.6	Acuerdos conjuntos.....	24
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio .....	25
2.8	Moneda Funcional.....	26
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera .....	27
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	29
a)	Propiedades, planta y equipo .....	29
b)	Propiedad de inversión .....	31
c)	Plusvalía .....	32
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía .....	32
d.1)	Concesiones .....	32
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo .....	34
d.3)	Otros activos intangibles .....	34
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros .....	34
f)	Arrendamientos.....	37
f.1)	Arrendatario.....	37
f.2)	Arrendador.....	38
g)	Instrumentos financieros.....	38
g.1)	Activos financieros no derivados.....	38
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	40
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros .....	40
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados .....	41
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura .....	42
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros .....	43
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	43
g.8)	Contratos de garantías financieras .....	44
h)	Medición del valor razonable .....	44
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	45
j)	Inventarios .....	46

k)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.....	46
l)	Acciones propias en cartera .....	47
m)	Provisiones.....	47
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	48
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera .....	49
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	49
p)	Impuesto a las ganancias .....	49
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos .....	50
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	52
s)	Dividendos .....	52
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones .....	53
u)	Estado de flujos de efectivo .....	53
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	54
i.	Marco regulatorio:.....	54
iii.	Mercado de clientes no regulados .....	70
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	71
6.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA .....	74
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	76
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	78
9.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS .....	79
10.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR .....	81
11.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	84
11.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas .....	84
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas .....	84
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas .....	85
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	86
d)	Transacciones significativas Enel Américas:.....	86
11.2	Directorio y personal clave de la gerencia .....	89
11.3	Retribución del personal clave de la gerencia .....	91
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	91
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	92
11.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción .....	92
12.	INVENTARIOS.....	93
13.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS .....	93
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	94
14.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	94
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA .....	96
16.	PLUSVALÍA.....	99
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	102
18.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	105
19.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	107
a)	Impuesto a las ganancias .....	107

b)	Impuestos diferidos .....	108
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS .....	113
a)	Préstamos que devengan intereses. ....	113
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas .....	118
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas .....	121
d)	Deuda de cobertura. ....	123
e)	Otros aspectos. ....	123
f)	Flujos futuros de deuda no descontados .....	124
21.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	126
21.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	127
21.2	Flujos futuros de deuda no descontados .....	129
22.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS .....	130
23.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	135
23.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría. ....	135
23.2	Instrumentos derivados.....	136
23.3	Jerarquías del valor razonable.....	139
24.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES .....	140
25.	PROVISIONES .....	141
26.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	142
26.1	Aspectos generales:.....	142
26.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	143
26.3	Otras revelaciones: .....	147
27.	PATRIMONIO .....	149
27.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. ....	149
27.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión .....	150
27.3	Gestión del capital.....	151
27.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) .....	151
27.5	Otras Reservas .....	151
27.6	Participaciones no controladoras. ....	153
28.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	154
29.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS .....	155
30.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	155
31.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9 .....	156
32.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	157
33.	RESULTADO FINANCIERO .....	158
34.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO .....	160
34.1	Criterios de segmentación .....	160
34.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	162
34.3	Países .....	165
34.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	168
35.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 174	
35.1	Garantías directas.....	174

35.2	Garantías Indirectas.....	175
35.3	Litigios y arbitrajes .....	177
35.4	Restricciones financieras.....	187
35.5	Contingencia por COVID-19 .....	192
35.6	Otras informaciones.....	192
36.	DOTACIÓN .....	195
37.	SANCIONES .....	196
38.	MEDIO AMBIENTE .....	199
39.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	201
40.	HECHOS POSTERIORES.....	203
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS.....	204
	ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	209
	ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	212
	ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	215
	ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	219
	ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	220

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2022 (En miles de dólares – MUS\$)

---

#### 1. INFORMACIÓN GENERAL

Enel Américas (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, “Enel Américas” o el “Grupo”).

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (“NYSE”) desde 1993 hasta 20 junio de 2022, fecha en la cual los American Depositary Shares emitidos por Enel Américas dejaron de transarse en dicha bolsa, como resultado de la solicitud de deslistamiento presentada por Sociedad ante la SEC el 10 de junio de 2022.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 82,3%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 16.296 trabajadores al 30 de junio de 2022. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2022 fue de 16.274 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.



## 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de junio de 2022, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de julio de 2022, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, y los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2022 y 2021; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminados en esas fechas, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

### 2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

#### a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2022:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con Covid-19 después del 30 de junio de 2021</i>	1 de abril de 2021
Enmiendas a NIIF 3: <i>Referencias al Marco Conceptual</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: <i>Productos Obtenidos antes del Uso Previsto</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: <i>Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: <i>Ciclo 2018-2020</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- NIIF 1: <i>Adopción por primera vez de las NIIF</i></li> <li>- NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i></li> <li>- <i>Ejemplos que acompañan a NIIF 16</i></li> <li>- NIC 41: <i>Agricultura</i></li> </ul>	1 de enero de 2022

#### > Enmiendas a NIIF 16 “Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19 después del 30 de junio de 2021”

En respuesta al impacto continuado de la pandemia de COVID-19, con fecha 31 de marzo de 2021 el IASB emitió una enmienda a la NIIF 16 Arrendamientos para ampliar por un año el período de aplicación de la solución práctica que ayuda a los arrendatarios a contabilizar las concesiones de alquiler vinculadas a COVID-19. Con esto, el IASB extendió la solución práctica a concesiones de alquiler que reducen los pagos por arrendamiento originalmente vencidos en o antes del 30 de junio de 2022.

La enmienda es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de abril de 2021, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del período anual en el que se aplicó por primera vez la modificación. Se permitía su aplicación anticipada, incluso en los estados financieros no autorizados para su publicación al 31 de marzo de 2021. Enel Américas decidió no aplicar las enmiendas de forma anticipada.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

#### > **Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3, la cual especifica que para pasivos y pasivos contingentes dentro del alcance de la NIC 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” o CINIIF 21 “Gravámenes”, una adquiriente debería referirse a estas normas, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2022.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

#### > **Enmiendas a NIC 16 “Productos Obtenidos antes del Uso Previsto”**

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, las cuales prohíben que una compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está “probando si el activo funciona correctamente” cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las modificaciones se aplican de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer período presentado.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

#### > **Enmiendas a NIC 37 “Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato”**

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

#### > **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre el Grupo son las siguientes:

- **NIIF 9 Instrumentos Financieros:** aclara que a efectos de la prueba del 10% para la baja en cuentas de un pasivo financiero, al determinar las comisiones pagadas netas de las comisiones recibidas, el prestatario sólo se debe considerar las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

Estas mejoras son aplicables a periodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del periodo anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

- **Ejemplos que acompañan a NIIF 16 Arrendamientos:** modificación del ejemplo ilustrativo 13, con el fin de eliminar una posible confusión sobre el tratamiento de los incentivos por arrendamiento. El ejemplo incluía como parte de sus antecedentes un reembolso del arrendador al arrendatario, relacionado con las mejoras de la propiedad arrendada. Dado que el ejemplo no explicaba con suficiente claridad si el reembolso cumplía con la definición de incentivo por arrendamiento, el IASB decidió eliminar del ejemplo ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

La adopción de estas mejoras no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

## b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2023 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2: <i>Información a Revelar sobre Políticas Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 8: <i>Definición de Estimaciones Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmienda a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</i>	1 de enero de 2023

### > Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes”

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 Presentación de Estados Financieros, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

Las enmiendas afectan sólo la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en el estado de situación financiera, no la cantidad u oportunidad de su reconocimiento, así como tampoco las revelaciones relacionadas. Sin embargo, podrían dar lugar a que las empresas reclasifiquen algunos pasivos de corrientes a no corrientes, y viceversa. Esto podría afectar el cumplimiento de los covenants en los contratos de deuda las empresas.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2023. En respuesta a la pandemia de Covid-19, en julio de 2020 el IASB prorrogó en un año su fecha de vigencia, fijada inicialmente para el 1 de enero de 2022, con el fin de proporcionar a las empresas más tiempo para implementar cualquier cambio de clasificación resultante de estas modificaciones. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

#### > **Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2 “Información a Revelar sobre Políticas Contables”**

El 12 de febrero de 2021, como etapa final a sus mejoras en el ámbito de la materialidad, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y al Documento de Práctica de las NIIF N°2 Realización de Juicios sobre Materialidad o Importancia Relativa, con el objetivo de ayudar a las compañías a mejorar las revelaciones de políticas contables, para que proporcionen información más útil a los inversores y otros usuarios principales de los estados financieros.

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen información sobre sus políticas contables materiales o con importancia relativa en lugar de sus políticas contables significativas. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad o importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

Estas enmiendas son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en las revelaciones de los estados financieros consolidados del Grupo.

#### > **Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”**

El 12 de febrero de 2021, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, con el fin de aclarar cómo deben distinguir las empresas entre cambios en las políticas contables y cambios en las estimaciones contables, y de esta manera reducir la diversidad en la práctica.

Dicha distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente solo a transacciones futuras y otros eventos futuros, pero los cambios en las políticas contables generalmente también se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023, permitiéndose su aplicación anticipada. Se aplicarán prospectivamente para cambios en las estimaciones y en las políticas contables que ocurran a partir del inicio del primer ejercicio anual en que la compañía aplica la modificación.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

#### > **Enmiendas a NIC 12 “Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única”**

El 7 de mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones específicas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar impuestos diferidos sobre una transacción única que da como resultado el reconocimiento inicial de un activo y de un pasivo simultáneamente, como es el caso de los arrendamientos, desde la perspectiva del arrendatario, y de las obligaciones de desmantelamiento.

En determinadas circunstancias, las empresas están exentas de reconocer impuestos diferidos cuando reconocen activos o pasivos por primera vez. Anteriormente, existía cierta incertidumbre sobre si la exención se aplicaba a transacciones como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica a las operaciones que en el momento del reconocimiento inicial den lugar a diferencias temporales

imponibles y deducibles iguales, por lo tanto, las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

Las modificaciones son efectivas para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, y se permite la aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

### **c) Reclasificación en los estados de resultados consolidados integrales 2021**

Durante el último trimestre de 2021, el Grupo decidió reclasificar desde ingresos financieros a ingresos operacionales la actualización de ciertos activos financieros, relacionados con los contratos de concesión de las subsidiarias de distribución de energía eléctrica en Brasil. Estos activos financieros representan el valor a recuperar al final de las correspondientes concesiones (valor de indemnización).

Con el fin de asegurar la comparabilidad de las cifras, el Grupo retrospectivamente reclasificó en los estados de resultados integrales consolidados MUS\$ 91.997 desde ingresos financieros a ingresos operacionales, por el período finalizado al 30 de junio de 2021. Esta reclasificación, que no es significativa, no modificó el total de activos, patrimonio, resultado neto y flujos de efectivo reportados previamente por el Grupo.

Para más información sobre las políticas de reconocimiento de este tipo de activos financieros, así como sus valores asociados, ver Nota 3.d.1, Nota 8(2) y Nota 28.

### **2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas**

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 30 de junio de 2022, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

## **2.4 Sociedades subsidiarias**

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enel Américas”, se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus subsidiarias.

#### **2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación**

##### **2022**

- i. Constitución con fecha 19 de enero de 2022, en Brasil, de la sociedad Enel Brasil Central S.A., participada en un 20% por Enel Brasil S.A. y 80% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., su objetivo es el desarrollo de actividades en el campo de la movilidad eléctrica.
- ii. Con fecha 1 de marzo de 2022, se completó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.
- iii. Con fecha 29 de marzo de 2022, se constituyó en Brasil la sociedad Luz de Macapá Energía S.A, participada en 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A. cuyo objetivo es el desarrollo de obras de alumbrado público.
- iv. Durante el primer trimestre de 2022 nuestra subsidiaria Enel Brasil, adquirió el 100% de participación en las Compañías Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda., Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda. y Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda., cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- v. Con fecha 17 de mayo de 2022, se constituyó en Brasil la sociedad Luz de Caruaru Energía S.A., participada en un 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., para el desarrollo de proyectos de iluminación pública.
- vi. Adicionalmente, durante el primer semestre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Green Power Perú adquirió el 100% de las acciones de la compañía SL Energy S.A.C., cuyo objeto principal es la evaluación y ejecución de proyectos energéticos, así como también el desarrollo, producción y venta de energía eléctrica.



## 2021

- vii. Con fecha 20 de enero de 2021, se constituyeron en Colombia las sociedades Fontibon ZE SAS y USME ZE SAS, participadas 100% por nuestra subsidiaria Bogotá ZE SAS. Estas compañías tienen como objeto principal realizar cualquier actividad relacionada con movilidad eléctrica y transporte público en Colombia y en el exterior.
- viii. Con fecha 1 de abril de 2021 se produjo la fusión por incorporación de EGP Américas SpA (en adelante “EGP Américas”) en Enel Américas, adquiriendo con ello todos los activos y pasivos de EGP Américas, incluyendo el negocio y activos de generación de energía renovables no convencionales que ésta poseía en Centro y Sudamérica (excepto Chile), incorporándose a Enel Américas la totalidad de los accionistas y patrimonio de EGP Américas, la cual, como consecuencia de lo anterior, fue disuelta sin liquidación (ver Nota 5).
- ix. Con fecha 4 de noviembre de 2021 se produjo la fusión de Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda. con Enel Brasil S.A., siendo esta última la continuadora legal (ver Nota 5).
- x. Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaría Enel Brasil, adquirió el 100% de participación en las compañías Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A., Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A., Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda., Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A., Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A. y Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A., cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- xi. Durante el segundo semestre de 2021 nuestra subsidiaría Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP adquirió el 100% de participación en las compañías Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S y Atlántico Photovoltaic S.A.S. ESP, cuyo objetivo es el desarrollo de proyectos de energías renovables.

### 2.4.2. Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Previo a la fusión llevada a cabo en Colombia el 1 de marzo de 2022 (ver Nota 2.4.1.ii), Enel Américas poseía menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente. Sin embargo, estas compañías tenían la consideración de “sociedades subsidiarias” ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejercía control sobre las mismas. A este respecto el Grupo poseía un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

Producto de la mencionada fusión, la composición accionaria resultante de la subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP otorgó a Enel Américas el control de la misma con un 57,345% de participación.

### 2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas o por otra

entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A. (i)	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Crédito Fácil Codensa S.A. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	49,00%	49,00%	-	-	-

- (i) Con fecha 13 de mayo de 2022, se constituyó la sociedad AQWA View Servicios S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. y en un 80% por la empresa relacionada Enel X Way S.R.L. Con fecha 1 de junio de 2022, la nueva sociedad cambió su razón social por Enel X Way Brasil S.A.
- (ii) Durante el primer semestre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 49% de participación en la compañía de financiamiento Crédito Fácil Codensa S.A.

## 2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.i.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

El detalle de la sociedad que clasifica como negocio conjunto es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

## 2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
4. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

## 2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional de Enel Américas es el Dólar Estadounidense (US\$), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US\$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US\$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares americanos ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS\$) o de millón (MMUS\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

## 2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del Dólar Estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.2).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se reexpresan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente. Los cambios en la inversión neta de la Sociedad en la subsidiaria que opera en una economía hiperinflacionaria, derivados de aplicación del método de reexpresión/conversión, se registran de la siguiente manera: (i) el efecto de reexpresión por inflación se reconoce directamente en el Patrimonio neto, en la cuenta “Otras reservas”; y (ii) el efecto de conversión se reconoce en Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión, dentro de los Estados de resultados integrales consolidados: Otro resultado integral.

### **Hiperinflación Argentina**

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del periodo (ARS/US\$), de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 “Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera”, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los ejercicios reportados son:

	<b>Índice General de Precios</b>
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%
Desde enero a junio de 2021	25,24%
Desde enero a junio de 2022	36,15%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 33.

### **Tipos de cambio**

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

Moneda	al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2021
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	125,23	125,22	102,72	102,69	95,62
Real brasileño	5,24	5,08	5,58	5,39	5,39
Sol peruano	3,83	3,78	4,00	3,88	3,73
Peso colombiano	4.127,47	3.917,31	3.981,16	3.743,86	3.626,58

Nota: La moneda funcional de las subsidiarias en Centroamérica es el dólar estadounidense.

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

#### a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente, al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en resultados como costo del periodo en que se incurren.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.

Las siguientes son las principales clases de propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Plantas y equipos de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
<b>Plantas y equipos de distribución:</b>	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del periodo restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	65 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	1,1 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	65 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	65 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	5 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	9 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	0,8 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	0,8 años

(\*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) vence el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión de la misma ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). Sin embargo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, la concesionaria deberá continuar a cargo del complejo Hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones durante el plazo que fije el regulador, hasta un máximo de 12 meses a partir de la fecha de la resolución del contrato.



(\*\*) Nuestra subsidiaria Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, los cuales, a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permitía a Enel CIEN operar las líneas Garabi I y Garabi II hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2022 se llevará a cabo el proceso de licitación para la operación de ambas líneas, cuya subasta está programada para el 16 de diciembre de 2022 y la firma de los nuevos contratos para el 31 de marzo de 2023. Hasta esta fecha, Enel CIEN continuará operando Garabi I y Garabi II, con opción de operación asistida hasta por 12 meses adicionales. En caso de que Enel Cien no gane la subasta, la compañía recibirá una compensación por el valor en libros de los activos subyacentes. El monto y la forma de compensación serán divulgados junto a los documentos de la subasta.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipo, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

## **b) Propiedad de inversión**

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

#### **c) Plusvalía**

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, 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 registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.e).

#### **d) Activos intangibles distintos de la plusvalía**

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

##### **d.1) Concesiones**

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 9).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son principalmente las siguientes:

<b>Empresa titular de la concesión</b>	<b>País</b>	<b>Año de inicio de la concesión</b>	<b>Plazo de la concesión</b>	<b>Periodo restante hasta caducidad</b>
Enel Distribución Río S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	5 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	23 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	26 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	7 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	9 años

(\*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 8).

(\*\*) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta subsidiaria son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 8).

Al final de cada periodo de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

#### **d.2) Gastos de investigación y desarrollo**

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

#### **d.3) Otros activos intangibles**

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

#### **e) Deterioro del valor de los activos no financieros**

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso del mismo. 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 (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones al 31 de diciembre de 2021 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2021	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	10,0%	
Brasil	Real brasileño	3,0%	
Perú	Sol peruano	2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%	
Costa Rica	Dólar estadounidense	2,0%	
Guatemala	Dólar estadounidense	2,0%	
Panamá	Dólar estadounidense	2,0%	

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2021 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2021	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	36,6%	66,1%
Brasil	Real brasileño	9,3%	60,5%
Perú	Sol peruano	6,7%	11,9%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	11,3%
Costa Rica	Dólar estadounidense	9,0%	11,7%
Guatemala	Dólar estadounidense	7,8%	8,6%
Panamá	Dólar estadounidense	7,3%	11,1%

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación

del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.

- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2022, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2021, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2022 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

## f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

### f.1) Arrendatario

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de los activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones específicas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o

cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos, respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

## **f.2) Arrendador**

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

## **g) Instrumentos financieros**

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

### **g.1) Activos financieros no derivados**

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

#### **(i) Costo amortizado:**

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo



contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

**(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:**

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del periodo.

**(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:**

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

## **g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

## **g.3) Deterioro de valor de los activos financieros**

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- > **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- > **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

- **Evaluación colectiva:** basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o “clusters”, teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y

EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

#### **g.4) Pasivos financieros excepto derivados**

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios descritos en la Nota 3.f.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia.

La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

#### **g.5) Derivados y operaciones de cobertura**

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspassa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinúa sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

#### **g.6) Baja de activos y pasivos financieros**

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

#### **g.7) Compensación de activos y pasivos financieros**

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

#### **g.8) Contratos de garantías financieras**

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.q).

#### **h) Medición del valor razonable**

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

**Nivel 1:** Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

**Nivel 2:** Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

**Nivel 3:** Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

#### **i) Inversiones contabilizadas por el método de participación**

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

#### **j) Inventarios**

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

#### **k) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas**

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.



Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

#### **l) Acciones propias en cartera**

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo.

#### **m) Provisiones**

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

#### **m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares**

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

#### **n) Conversión de saldos en moneda extranjera**

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de efectivo, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

#### **o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

#### **p) Impuesto a las ganancias**

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y

- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

#### **q) Reconocimiento de ingresos y gastos**

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo.

En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

- Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
- Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 28, y Anexo 3.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el Grupo no posee activos por concepto de costos incurridos para obtener o cumplir con un contrato. En general, los costos incurridos para obtener un contrato corresponden a pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, estos costos se reconocen directamente en resultados cuando tienen lugar.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

#### **r) Ganancia (pérdida) por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

#### **s) Dividendos**

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor "Patrimonio Total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

#### **t) Gastos de emisión y colocación de acciones**

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

#### **u) Estado de flujos de efectivo**

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- > **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- > **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- > **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- > **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

## 4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### i. Marco regulatorio:

#### a) Argentina

##### Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Argentina

El marco regulatorio eléctrico argentino está definido por Ley 24.065, que define una segmentación vertical para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La ley 24.065 estableció las bases para la creación del Ente Regulador de la Electricidad (“ENRE”), la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”), la fijación de precios spot y determinación de tarifas de negocios regulados.

Pese a la ley 24.065, sus reglamentaciones posteriores, las continuas crisis económicas por las que atraviesa en forma periódica Argentina han dado señales de intervención en el mercado eléctrico argentino.

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía y potencia al mercado, a un precio establecido por el regulador, al igual que sus formas de actualización y reajustabilidad. Las últimas actualizaciones del ajuste a las remuneraciones de los generadores se establecieron para el año 2021 en la resolución N°440 publicada el 21 de mayo de 2021 el cual alcanzó a un 29%, aplicado de forma retroactiva a partir de febrero de 2021 y sobre las tarifas definidas en la resolución SE N°31 de 2020, el reajuste correspondiente al año 2022, fue establecido por la resolución N°238 del 21 de abril de 2022, con un ajuste del 30% sobre las tarifas de la resolución N°440 de 2021, retroactivo al mes de febrero de 2022 y un 10% en el mes de junio.

Con fecha 2 de noviembre de 2021 se publicó la Resolución SE N°1.037/21 por medio de la cual se les da un beneficio transitorio de remuneración adicional al establecido en la resolución N°440 a los generadores térmicos e hidráulicos en función de las exportaciones de energía a países vecinos interconectados realizadas por CAMMESA, y que abarcará las transacciones entre el 01 de septiembre de 2021 y el 28 de febrero de 2022.

Los ingresos recaudados por CAMMESA por dichas exportaciones fueron destinados a un fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista que tendrán como destino final el pago de la remuneración adicional indicada en el párrafo anterior y además el financiamiento de obras de infraestructura energética y serán asignadas según lo establezca oportunamente la Secretaría de Energía.

El sector de la transmisión es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesto por varias empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alta tensión, y ocho concesionarias operan y mantienen las instalaciones de media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes. Las empresas de transmisión están autorizadas para cobrar distintos peajes por sus servicios.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesta por empresas a las cuales el Estado argentino ha otorgado concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de



suministrar electricidad a los clientes finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con la empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora. Las empresas distribuidoras tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al llamado “precio estacional”, definido por la SEE argentina como el máximo costo de la electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados.

Las tarifas de cobro de electricidad son reguladas por el ENRE, en función del proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), las cuales determinan cuadros tarifarios, su duración y los ajustes que sean pertinentes en el tiempo.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 64/2017, mediante la cual se aprobaron los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI). Posteriormente, en diciembre de 2019, la administración entrante a través de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, atendiendo a las crisis económicas vividas por el país y agravadas por la llegada de la pandemia de covid-19, han ido postergando y llegando a un congelamiento de la tarifa que se mantuvo hasta durante todo el año 2020, y parte del año 2021.

El día 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27.541 de Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. En su art. 5°, esta ley faculta al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a mantener las tarifas de electricidad de jurisdicción federal y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, en su art. 6° faculta al PEN a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

Con fecha 17 de marzo de 2020 mediante el Decreto DNU N° 287/2020 el Estado Nacional declaró la Emergencia Sanitaria desde el 12 de marzo y el día 20 de marzo, mediante el DNU N° 297/2020 se declaró el Aislamiento Social, preventivo y Obligatorio.

Producto de la crisis sanitaria, se han emitido una serie de reglamentaciones tendientes, a regular distintas situaciones originadas por la pandemia del Covid-19, cabe destacar que estas medidas han ido perdiendo vigencia. como el impedimento del corte de suministro eléctrico a determinados clientes, la suspensión transitoria de la emisión de Notas de Débito y Liquidaciones Complementarias para los consumos no registrados, entre otras. Habiéndose prorrogado los mecanismos de regularización de las deudas mantenidas por las distribuidoras con CAMMESA. Adicionalmente, se firmó un acuerdo para destinar las deudas pendientes que mantienen la Provincia de Buenos Aires y el Estado Nacional con Edesur, por suministro a los barrios populares con medidores colectivos; a obras de mejoras en el del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a dichos barrios y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión.

El DNU N° 1020 reconoce que en el marco de la aplicación de la Ley N° 27.541, se ha producido una rebaja tarifaria (producto de la mantención de tarifas en un entorno inflacionario), que eran necesarias para la situación de económica de emergencia, pero de la misma forma establece que se debe efectuar un mecanismo de ajuste de tarifas para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios, por lo cual establece la obligatoriedad de dar inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final debe arrojar un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años.

En tanto no se arribe a una RTI definitiva, bajo los nuevos esquemas establecidos por el DNU N° 1020, se faculta al ENRE a establecer reajustes tarifarios transitorios, para asegurar la estabilidad en la prestación de los servicios.

En este contexto el día 21 de enero de 2021 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 40 procedimentando el “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” para las deudas mantenidas con CAMMESA de las Distribuidoras (por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades) acumuladas al 30 de septiembre de 2020. La misma inicia el proceso de regularización establecido por el Artículo 87° de la Ley N° 27.591. En este mismo sentido con fecha 28 de abril de 2021, la SE emitió la Res. N° 371/2021 que establece los criterios que deberán considerarse en los acuerdos de regularización de obligaciones con el MEM a los que adherirán los Agentes Distribuidores. Lo anterior, en el marco de lo dispuesto por el Artículo 87° de la Ley N° 27.591 de Presupuesto Nacional 2021, que establece el reconocimiento de créditos a favor de los Agentes Distribuidores por hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el sesenta y seis por ciento (66%) de la deuda acumulada con CAMMESA al 30 de septiembre de 2020. Asimismo, se podrán acordar e instrumentar mecanismos que promuevan la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Posteriormente, y en este marco, con fecha 14 de mayo de 2021, se instruyó a la SE a prorrogar nuevamente el plazo dispuesto por el Artículo 6° de la Resolución S.E. N°40/2021 hasta el 30 de mayo del 2021 y a aplicar el mismo tratamiento de plazos y tasa reducida a las deudas posteriores al 30 de septiembre del 2020 y hasta el 30 de abril del 2021, posterior a ello, mediante el Decreto N° 88 de 2022 se amplió el plazo la regularización de estas obligaciones hasta diciembre de 2022. Por otro lado día 24 de febrero y como resultado de una Audiencia Pública se emitió la resolución de Secretaría de Energía N°105 que modifica los Precios Estacionales Estabilizados de la energía y del transporte a partir del 01 de marzo de 2022.

Durante el año 2021 se produjeron 3 cambios de cuadros tarifarios, dos relacionados con el Precio de la Electricidad a transferir a los usuarios y uno referido al valor agregado de distribución. Este último, con fecha 30 de abril de 2021, reajustó en un 21,8% el valor agregado de distribución (equivalente a un 9% en tarifa del usuario), a la espera del Proceso de Renegociación Tarifaria Integral.

El día 4 de febrero el ENRE publicó su Resolución N° 42/22 transfiriendo los nuevos precios estacionales de energía a los segmentos con demandas mayores a 300 kW-mes (Comercios e Industrias grandes), con vigencia a partir del 1° de febrero. No modificándose lo que EDESUR recibe en concepto de Costo Propio de Distribución o Valor Agregado de Distribución. De esta forma los clientes de T3 BT mayor a 300 kW tienen un aumento del 14%, y los de MT & AT de un 16%. Manteniéndose el resto de las tarifas sin cambios. La resolución informa que la nueva Tarifa media a tener en cuenta para el cálculo de multas es de 5,362 \$/kWh.

Con fecha 26 de febrero de 2022 se publicó la resolución ENRE N° 75/22, por la cual el regulador procedió a ajustar los valores del Cuadro Tarifario a partir del 01 de marzo de 2022. La Resolución señaló que la nueva tarifa media de Edesur es de 6,24 \$/KWh (16,4%) y que el Costo propio de Distribución se incrementa un 8% respecto al vigente.

El día 10 de mayo el ENRE mediante su Resolución ENRE N° 145 aprobó los nuevos valores del Cuadro Tarifario para EDESUR, con vigencia a partir del 1° de mayo de 2022. Los mismos recogen los nuevos precios estacionales establecidos en la Resolución de Secretaría de Energía 305/22 para el segmento de clientes mayores a 300 kW (Comercios e Industrias grandes). Los cuales registraron aumentos de 58% y el 73% debido a que el precio estacional que afronta este tipo de clientes se corresponde con el costo de abastecimiento real.

Con fecha 31 de mayo de 2022, mediante la Resolución ENRE N° 172/22, se aprobó el nuevo cuadro tarifario para EDESUR con vigencia a partir de la facturación del 01 de junio de 2022. Los mismos recogen los nuevos precios estacionales establecidos en la resolución de la Secretaría de Energía N° 405/22 para los segmentos residenciales (que aumentan aproximadamente en un 13%) y para los no residenciales menores a 300 Kw (que aumentan aproximadamente en un 17%). De esta forma la tarifa media de EDESUR pasó a ser 7,838 A\$/Kwh (+10,5%). Destacándose en esta oportunidad que tampoco se aplicó ajuste alguno sobre la remuneración que percibe EDESUR relativa al VAD.

## **b) Brasil**

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y Transmisión, como así también los criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

El principal ente regulador en Brasil es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”), que incluye entre otras responsabilidades el proceso de auditoría de concesiones y autorización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, promulgación del marco regulatorio, regulación del uso de los recursos eléctricos primarios, incluido el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, establecimiento de procesos de licitaciones bajo la directiva del Ministerio de Minas y Energía (“MME”).

El sistema interconectado nacional (“SIN”), está constituido por cuatro grandes subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país por su demanda y que atiende a la región de mayor población y producción industrial), Norte y Nordeste.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (“ONS”), creado en 1998, es la entidad responsable por la coordinación y control de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el SIN de Brasil.

La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (“CCEE”) opera el mercado de compras y ventas de energía eléctrica en Brasil mediante realización de la liquidación financiera del mercado, que incluye los contratos negociados en el mercado libre y regulado.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva, con productores de energía independientes que ejecutan Power Purchase Agreements (“PPA”) con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía y comercializadoras o clientes no regulados por medio de contratos bilaterales. Tanto en los casos regulados como en los no regulados, las diferencias entre la producción y las ventas (demanda) se negocian en el mercado de corto plazo y son valorados al Precio de Liquidación por Diferencias (“PLD” en sus siglas en portugués). Por lo tanto, si bien un generador puede vender su electricidad en el mercado regulado o no regulado, los contratos deben ser registrados en la CCEE.

Las ventas al mercado regulado deben ser efectuadas a través de subastas, que buscan organizar la capacidad de generación existente, y los futuros proyectos a ejecutar, difiriendo precios por tipo de tecnología y plazos comprometidos.

También existe un mecanismo utilizado por los generadores hidroeléctricos que buscan reasignar el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía firme de la planta hidrológica y su producción real, denominado Mecanismo de Reubicación de Electricidad (“MRE” en portugués).

El sector de transmisión opera en condiciones de monopolio público / privado con contratos de concesión subastados. La ANEEL fija los ingresos anuales de las empresas de transmisión para todas las empresas eléctricas con operaciones de transmisión en Brasil. Los ingresos por transmisión consideran una tarifa fija que no depende de la cantidad de electricidad que fluye por la red. La red de transmisión comprende cualquier activo de transmisión que opere por encima de 138 kV.

En junio de 2020 el Ministerio de Minas y Energía (MME) definió la designación oficial a Enel CIEN para continuar operando las instalaciones de Garabi 1 hasta que se designe un nuevo operador. Hasta la referida fecha. Enel CIEN recibirá ingresos anuales (RAP) calculados con bases en los criterios y metodologías actuales. En Julio/22 termina la concesión otorgada de Garabi 2 y se discute con el MME las condiciones para designación de Enel CIEN como operadora de Garabi 2 hasta la asunción del nuevo operador, a través del proceso de licitación, que puede ocurrir a fines de 22, y que culmina con la firma de la nueva concesión el 31 de marzo de 2023. Enel CIEN tiene garantizado el derecho de indemnización por todo activo todavía no depreciado al final del período de designación.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones de monopolio. Las empresas autorizadas a operar el servicio de distribución tienen una concesión para actuar en un área de concesión definida geográficamente. Los distribuidores concesionados, están obligados a comprar su energía a través del mercado regulado.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos y/o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes. Dicho mecanismo se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

Las últimas revisiones tarifarias de las distribuidoras de Enel fueron realizadas en 2018 (Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás) y 2019 (Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo). Las próximas revisiones de las distribuidoras de Enel se realizarán en 2023.

Las últimas modificaciones tarifarias se resumen a continuación:

<b>Empresa</b>	<b>Fecha de ajuste de tarifa</b>	<b>Aumento medio de ajuste</b>	
		<b>Alta tensión</b>	<b>Baja Tensión</b>
Enel Distribución Río	Marzo de 2022	+15,38%	+17,39%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2022	+24,16%	+25,09%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2022	+18,03%	+10,15%
Enel Distribución Goias	Octubre de 2021	+14,21%	+17,32%

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde.

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico.

Frente a las condiciones hídricas adversas que experimenta Brasil debido a la escasez de lluvias, varias medidas fueron adoptadas para combatir la escasez de agua, a saber:

Actualizaciones regulatorias en el ámbito del negocio de distribución, se destaca que el 7 de enero de 2022, se publicó la Ley 14.300/2022 que trata del Marco Legal de la Generación Distribuida (GD) en Brasil. La ley prevé cambios graduales en el sistema de compensación de energía (net metering) para nuevos sistemas de GD y garantiza la manutención de las reglas actuales hasta 2045 a las plantas ya en operación o que se instalen en los 12 meses subsecuentes. De manera adicional, crea un período de transición para las nuevas plantas de Generación Distribuida que se conecten hasta 18 meses después de la publicación de la Ley. Pasado el periodo de transición, los consumidores con GD deberán pagar por el 100% del peaje de red (tarifa de uso de la red de distribución), netos de los beneficios sistémicos generados por la GD que deberán ser calculados por el Regulador en los próximos 18 meses.

Después de varias medidas de mitigación, el reajuste promedio anunciado fue de 12,04% en línea con la inflación del país y entrará en vigor a partir del 4 de julio de 2022 para los 24 municipios del área de concesión de Enel Distribuição São Paulo. Si no fuera por el esfuerzo de reducción, el incremento hubiera sido del 27,64%. Para los consumidores de baja tensión, en su mayoría clientes residenciales, el reajuste fue de 10,15% y para los clientes de media y alta tensión, en industrias en general y gran comercio, la tasa promedio aprobada fue de 18,03%.

La Ley n° 14.385, de 27 de junio de 2022, establece que la ANEEL debe insertar en los procesos tarifarios los montos íntegros del reembolso del crédito PIS/COFINS de juicios definitivos e inapelables que versan sobre la exclusión del ICMS en su base de cálculo. Así como promover la revisión tarifaria extraordinaria (RTE) de las distribuidoras que ya hayan tenido sus reajustes realizados con anterioridad a la citada Ley. Ante este hecho, se actualizarán las tarifas de Enel Distribución Rio de Janeiro y Enel Distribución Ceará reajustadas en 2022.

En el ámbito del negocio de Generación, ANEEL decidió cumplir parcialmente con los pedidos presentados por los generadores solares para el reconocimiento de la restricción de operación ("Coinstrained Off") de plantas fotovoltaicas en el mercado regulado. El regulador desarrollará una metodología provisional para el cálculo de los valores restringidos hasta que se defina una definitiva.

### **c) Colombia**

En el año de 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y controlar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo – SCLP. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Además, para promover la expansión del sistema, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme ("OEF") del esquema de "Cargo por Confiabilidad" y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101 17 (2022), que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101 04 (2022) que estableció la oportunidad en que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1 de 2024 a noviembre 30 de 2025 y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FRNCE, se encuentran respaldados por la promulgación de la Ley N° 1715 y el Decreto N°2.469 de 2014, la Ley 1955 de 2014 que establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía, y la posterior modernización de la legislación vigente con la Ley 2099 de 2021, que establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen los beneficios tributarios que se establecen como incentivos.

En este contexto durante abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km<sup>2</sup> de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y Guajira a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 Billones de inversiones requeridas, también partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021 se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica.

Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

También se han incentivado la generación distribuida y en Noviembre de 2021 mediante CREG 174 se regularon los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

En marzo de 2022 el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, “Política de Transición Energética”, cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social.

En el mes de abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050,

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP) además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas las que se encuentran debidamente autorizadas, en el caso del segmento Enel Distribución Colombia por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

En junio de 2021, el Ministerio de Minas expidió la Resolución 40172, establece el incremento máximo tarifario para remuneración de los proyectos para ampliación de cobertura, el cual no será mayor al 1% del cargo de distribución.

En diciembre de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la resolución CREG 215 de 2021 por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, la cual será de 12,09% a partir del año 2022.

En febrero de 2022, la CREG expidió la Circular CREG 011 de 2022 que pone en comentarios el documento “Respuesta de la Demanda en el Sistema Interconectado Nacional – Hoja de Ruta”, con el fin de propiciar la interacción con los agentes del mercado en el diseño de posibles programas de respuesta de la demanda (RD).

Las expectativas de la CREG son: recibir propuestas de posibles programas RD que puedan ser adaptados y viabilizados en el mediano plazo (2022-23), e identificar de dónde se podría remunerar o quienes deberán asumir el costo de los programas de RD que se propongan; todo esto para evaluar los beneficios y costos que se están contemplando en dichos programas.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada. En el mismo mes la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los períodos 2023-2024, y 2024-2025. En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada. La resolución publicada tiene carácter definitivo y se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GIDI; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del Beneficio/Costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores y se plantean las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuario. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

#### **d) Costa Rica**

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7.593 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada por en las leyes números 7.200 y 7.508.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control



de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.º 8345.

La Ley N.º 7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N.º 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.º 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE. El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

Dado el esquema estatal del ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios en Costa Rica, no existen para los generadores públicos o privados de Costa Rica conceptos como el mercado spot o clientes libres.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la Unidad Estratégica de Negocios Producción Electricidad (UEN PE) del ICE.

Adicionalmente, la Ley 10086 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

El 29 de marzo del 2022 se dictaminó afirmativamente en la Comisión de Gobierno y Administración de la Asamblea el proyecto de ley No. 22561: Ley Para La Autorización A Los Generadores De Electricidad Para La Venta De Excedentes De Energía En El Mercado Eléctrico Regional, este proyecto de ley busca habilitar a los generadores de electricidad para ser agentes en el Mercado Eléctrico Regional para que puedan vender energía, ya que actualmente el Instituto Costarricense de Electricidad es el único agente autorizado para vender energía por parte de Costa Rica.. Ahora el proyecto deberá seguir su trámite de aprobación y ser aprobado por el Plenario Legislativo en dos debates.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más

importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir del 2013 se aplica una metodología para reconocer trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

#### e) Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, aplicar la Ley General de Electricidad (LGE), entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas, entre otras.

El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el Mercado Mayorista mediante el cumplimiento del Reglamento del AMM y sus Normativas. El Mercado Mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

Los generadores podrán efectuar ventas directas a Comercializadoras o Grandes Usuarios, los que están definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, los cuales tendrán la posibilidad de ser clientes libres fijando las tarifas libremente entre las partes. La otra fuente de venta de energía es al mercado mayorista en cuyo caso se rigen por las normas del Administrador del Mercado Mayorista.

En el Mercado Mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala – El Salvador y la interconexión Guatemala – México, y actualmente con América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores de 34.5 kV. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

El 29 de marzo del 2022 se aprobó por parte del Congreso de la República la Ley de Fortalecimiento al Aporte Social de la Tarifa Eléctrica para ampliar el rango de tarifa social. Con esta Ley se amplía el rango para que aplique a usuarios de consumos de hasta 100 kWh mes (anteriormente aplicaba hasta 88 kWh). Esta ley aplicará durante todo el año 2022.

#### **f) Panamá**

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización y Generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

En noviembre de 2020, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete No.93 con los Lineamientos Estratégicos de Transición Energética propuesto por la Secretaría Nacional de Energía, medidas que buscan incentivar la inversión en el sector, mejorar la competitividad y llevar la electrificación a las comunidades puntualizadas en el Plan Colmena. Las cinco estrategias definidas contempladas en materia energética se clasifican en: acceso universal, uso racional y eficiente de la energía, movilidad eléctrica, generación distribuida, innovación del sistema interconectado nacional y una estrategia transversal para el fortalecimiento institucional.

En enero de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete No.5 con la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). A fin de tomar en cuenta las diversas trayectorias de desarrollo de la GD, se proyectaron tres posibles escenarios de desarrollo de GD al 2030: tendencial (250MW, 2%), conservador (950MW, 7%), y optimista (1700MW, 14%). La estrategia contempla 6 líneas de acción, que incluyen la simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD, el incremento de límites de capacidad instalada, implementar la posibilidad de venta o comercialización de los excedentes, la regulación para instalaciones comunicatorias y remotas, modificación de autoconsumo y ampliación de los límites y la evaluación, adecuación e implementación de estándares técnicos.

En abril de 2022, se aprobó la Ley 295 por la cual se establece el marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica, promoviendo un proceso de transición energética del transporte terrestre de combustión interna a transporte terrestre eléctrico con la implementación de medidas e incentivos en el sector público, privado y académico. Establece metas mínimas al 2030 para la migración de flota, en 40% de flota estatal y 33% para el transporte masivo. La ley incluye: la exoneración del impuesto de importación, exoneración de pago de placa por 5 años (placa verde), estacionamientos preferenciales; al igual que le permitirá al ciudadano revender energía para cargar vehículos eléctricos..

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete No.66 con la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE), la cual fija reducir el consumo final de electricidad en un 15% y el consumo final de combustibles en 3% para 2030. Entre las recomendaciones de la hoja de ruta está la implementación de un fondo para apoyar la disponibilidad de líneas de crédito “verdes” para el sector privado, la incorporación de energías renovables en el diseño de edificios nuevos y ya construidos, el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y el refuerzo de las campañas de información.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el Mercado de Contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

Los Participantes Productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño; i) ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND, ii) ventas por mercado de contratos y iii) ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100Kw.

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión, exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto es regulada.

Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

### g) Mercado Eléctrico Regional (MER), aplicable a las Sociedades de Centroamérica

El concepto de Mercado Eléctrico Centroamericano implicó dos componentes:

La creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirve de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y

El desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, para permitir el funcionamiento físico del MER.

La regulación del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional ("RMER") y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE"). Estos instrumentos definen los principios de funcionamiento del MER, tales como: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional ("CDMER"), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

La regulación ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

- Las transacciones comerciales de electricidad pueden ser de oportunidad producto del despacho económico regional y por contratos entre los agentes del mercado.
- Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.
- Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que reconoce como agente al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización y libre acceso a las redes de transmisión regional.
- El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la Red de Transmisión Regional (RTR) que incluye las redes nacionales.
- Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

**Mercado de Contratos Regional:** conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF). Los Contratos Firmes requieren

indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos. El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

Aunque no se obtengan derechos firmes, se realizan pueden realizar transacciones por contrato no firme físico flexible (CNFFF) sujetos a los Costos Variables de Transmisión producto de la congestión en la red.

Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales del contrato.

**Mercado de Oportunidad Regional:** mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada período de Mercado (el período de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada período horario.

**Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (“SIEPAC”):** El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW. El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red (“EPR”), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

#### **h) Perú**

Las principales leyes que regulan el mercado eléctrico peruano son la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), su reglamento y la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

La Ley de Concesiones Eléctricas indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no puede ser desarrollada por la misma empresa. El sistema eléctrico peruano está compuesto por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

La operación de las empresas de generación se sujeta a las disposiciones y políticas del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad, confiabilidad y continuidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realiza a través de licitaciones (precios firmes) o a través de contratos bilaterales (con precio máximo

regulado por Osinergmin, a la que se conoce como Tarifa en Barra). La contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras. De otro lado, los generadores pueden contratar directamente con los clientes libres, con quienes se acuerdan los precios de venta de la energía.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos para la transmisión de electricidad desde las centrales a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje superior a 60 kV. El sistema de transmisión se encuentra regulado por OSINERGMIN.

La actividad de distribución de energía eléctrica está sujeta a regulación de la tarifa para los clientes finales (regulados). Las empresas requieren de una concesión otorgada por el Estado para operar dentro de un área geográfica.

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de Empresa Modelo, de manera que en cada proceso tarifario se establecen los costos de inversión y de operación y mantenimiento necesarios para atender la demanda en la zona de concesión, los que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el OSINERGMIN. El VAD se determina de manera individual para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

El último proceso tarifario corresponde al período 2018-2022, siendo que el proceso para el período 2022-2026 se encuentra actualmente en marcha.

## ii. Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado. Salvo el caso de Costa Rica donde las actividades de generación, transmisión y distribución están concentradas en empresas estatales, con un espacio de participación a la empresa privada en el sector de generación sujeta a restricciones, como por ejemplo no superar el 15% de la capacidad total de generación, y mantener un 35% de su propiedad en capitales costarricenses.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria.

No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión. En el caso de Centroamérica, a la fuerte concentración estatal de Costa Rica, se suma Panamá en donde la actividad de transmisión está concentrada en solo una Compañía que es de propiedad del Estado.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú, y de acuerdo con la ley vigente, las operaciones de concentración están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“INDECOPI”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

### iii. Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 1.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	No Aplicable (2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW (3)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): En Costa Rica existe un único comprador de electricidad que es el ICE, por lo cual no existe el concepto de cliente libre.

(3): Se estableció en el D.S. 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres



## 5. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

### Reorganización e integración societaria de compañías generadoras de energías renovable no convencionales en Centroamérica y Sudamérica (excepto Chile)

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 ajustó 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 fortaleció su negocio de generación de energía renovable, así como también se diversificó 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.

#### i) Aumento de capital

Mediante junta extraordinaria de accionistas (la “Junta”) celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de la Sociedad aprobaron la Fusión. Asimismo, con el fin de materializar la operación, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US\$ 6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarían íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para este propósito, se entregaría 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones (ver nota 27.1).

La Fusión quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta y se estableció que tendría efecto el primer día del mes siguiente a la fecha en que se declarara su cumplimiento, mediante una misma y única escritura a ser otorgada por Enel Américas y EGP Américas, salvo que dicha escritura se otorgara con posterioridad al 31 de marzo de 2021, en cuyo caso la fecha de efectividad de la Fusión sería el día siguiente a la fecha del otorgamiento de la escritura de cumplimiento.

Con fecha 5 de marzo de 2021, se verificó el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas y Enel Américas y EGP Américas otorgaron una misma y única escritura de cumplimiento. Como consecuencia de lo anterior, la fusión por incorporación de EGP Américas en Enel Américas se perfeccionó con fecha 1 de abril de 2021, incorporándose como nuevas subsidiarias de Enel Américas 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 la misma fecha, surtieron efecto 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 consistente en que un accionista y sus personas relacionadas no puedan concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas.

Tras la finalización de la fusión de Enel Américas S.A. con EGP Américas, Enel SpA pasó a poseer un 75,18% del capital social de Enel Américas.

El registro contable de la Fusión se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.7.5 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto consolidado de Enel Américas por MUS\$ 1.259.422 (ver nota 27.5.c).

Desde la fecha de la Fusión, las empresas que formaban parte del Grupo EGP Américas contribuyeron ingresos por MUS\$ 832.030 y ganancias después de impuestos por MUS\$ 109.226 a los resultados consolidados de Enel Américas por el periodo de nueve meses al 31 de diciembre de 2021. Se estima que, si la Fusión se hubiera realizado con fecha 1 de enero de 2021, los ingresos consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2021 se habrían incrementado en MUS\$ 1.013.717 y las ganancias después de impuestos consolidadas habrían disminuido en MUS\$ 96.153.

## **ii) Derecho a retiro.**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 69 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, los accionistas disidentes del acuerdo de Fusión tuvieron derecho a retirarse de Enel Américas, previo pago por ésta del valor de sus acciones. Con fecha 17 de enero de 2021, expiró el plazo legal de que disponían los accionistas disidentes y ejercieron el derecho a retiro un conjunto de 1.809.031 acciones emitidas por la Sociedad, lo que equivale a un 0,002% del total de las mismas. De conformidad a la legislación pertinente, el precio de tales acciones fue pagado por Enel Américas de conformidad con los términos y condiciones aprobados por la Junta. En consecuencia, se cumplió una de las condiciones suspensivas copulativas a las que se sometió la efectividad de la Fusión, esto es, que el derecho a retiro debidamente ejercitado por accionistas disidentes de Enel Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por la Sociedad. Con fecha 8 de marzo de 2021 se realizó el pago por el derecho a retiro de los accionistas disidentes correspondiente a un monto de MUS\$ 272, monto que incluye reajustes e intereses.

## **iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones**

En conexión con la fusión, con fecha 15 de marzo de 2021 se informó comunicación divulgada por, Enel SpA, mediante la cual ésta anunció formalmente el inicio de la oferta pública voluntaria para la adquisición de hasta 7.608.631.104 acciones emitidas por Enel Américas S.A. (incluyendo acciones representadas por American

Depository Shares "ADSs") equivalentes a un 10% del capital social a esa fecha (la "Oferta"). Esta Oferta se inició el 15 de marzo y concluyó el 13 de abril del año en curso, que resultó en la adquisición por parte de Enel SpA de 6.903.312.254 acciones (incluidas 705.246.850 acciones representadas por 14.104.937 ADSs).

Tras la compra de las acciones y ADSs a través de la Oferta, Enel SpA incrementó su participación en el capital social de Enel Américas desde un 75,18% hasta aproximadamente un 82,3%.

#### iv) Valor contable total de los activos y pasivos de EGP Américas en la fecha de fusión:

miles de dolares estadounidenses - MUS\$

<b>ACTIVOS</b>	<b>al 01.04.2021</b>	<b>PASIVOS</b>	<b>al 01.04.2021</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.022.668	Otros pasivos financieros corrientes	82.246
Otros activos financieros corrientes	30.763	Pasivos por arrendamientos corrientes	3.330
Otros activos no financieros corrientes	214.326	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	229.345
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	132.704	Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	309.110
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	203.814	Otras provisiones corrientes	1.160
Inventarios corrientes	12.846	Pasivos por impuestos corrientes	13.967
Activos por impuestos corrientes	16.804	Otros pasivos no financieros corrientes	23.802
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.697	<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b> [Subtotal]	<b>662.960</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b> [Subtotal]	<b>1.635.622</b>		
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	
Otros activos financieros no corrientes	164.550	Otros pasivos financieros no corrientes	843.254
Otros activos no financieros no corrientes	47.805	Pasivos por arrendamientos no corrientes	27.762
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	23.081	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21.315
Activos intangibles distintos de la plusvalía	333.605	Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	134.333
Plusvalía	587.357	Otras provisiones no corrientes	28.990
Propiedades, planta y equipo	3.952.409	Pasivo por impuestos diferidos	91.753
Activos por derecho de uso	31.039	Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.237
Activos por impuestos diferidos	67.780	Otros pasivos no financieros no corrientes	8.590
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b> [Subtotal]	<b>5.207.626</b>	<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b> [Subtotal]	<b>1.157.234</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.843.248</b>	<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.820.194</b>
		<b>TOTAL ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS</b>	<b>5.023.054</b>

## 6.ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

### 6.1 Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF)

Con el objetivo de liderar las acciones de sustentabilidad del sector y priorizar las inversiones en una matriz energética limpia, en 2022 se iniciaron los estudios para la venta de Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF), subsidiaria brasileña con autorización para producción independiente de energía y otorgada por el ente regulador brasileño (ANEEL). La producción de la empresa actualmente se vende a una de las distribuidoras del Grupo en Brasil (Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – Coelce)).

El 9 de junio de 2022, poco después del estudio de factibilidad, el Grupo firmó un acuerdo de venta de la subsidiaria con un grupo brasileño que ya actúa en el mercado de generación termoeléctrica. El precio de venta en el contrato fue de BRL 467 millones (MUS\$ 89.302) y también se prevé pagos adicionales por cada contrato de venta de energía firmado por CGTF, ya bajo la responsabilidad del comprador (hasta el 31 de diciembre de 2028). Para llevar a cabo la venta, el contrato tiene condiciones precedentes y una de ellas es la aprobación de la transacción por el órgano competente en Brasil (CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica). Se espera que la venta se cierre en agosto de 2022.

Teniendo en cuenta el proceso de venta, lo establecido en la NIIF 5” Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” y siguiendo el criterio contable establecido en la nota 3.k), los activos y pasivos de la subsidiaria se clasificaron como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Producto de lo anterior, al cierre del primer semestre de 2022 se reconoció un ajuste por deterioro de los activos de larga vida de CGTF por MUS\$ 77.832, ver nota 31.b).

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 30 de junio de 2022:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
	al 30.06.2022
Efectivo y equivalentes al efectivo	39.524
Otros activos financieros corrientes	204
Otros activos no financieros corriente	2.175
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	858
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	1.257
Inventarios	19
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>44.037</b>
Otros activos no financieros no corrientes	3.420
Activos intangibles distintos de la plusvalía	3.126
Propiedades, planta y equipo	37.492
Activos por derecho de uso	100
Activos por impuestos diferidos	29.551
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>73.689</b>
Pasivos por arrendamientos corrientes	11
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	26.905
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.828
Pasivos por impuestos corrientes	6.661
Otros pasivos no financieros corrientes	6.499
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>41.904</b>
Pasivos por arrendamientos no corrientes	72
Otras cuentas por pagar no corrientes	232
Otras provisiones no corrientes	60
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>364</b>
<b>VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS</b>	<b>75.458</b>

## 6.2 Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE

Las subsidiarias colombianas Usme ZE y Fontibón ZE fueron constituidas con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión de la explotación de la prestación del servicio público de transporte terrestre de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público – SITP en su componente zonal para la unidad funcional adjudicada, cuyo contrato de concesión con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio- Transmilenio S.A. (en adelante TMSA), fue firmado el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE, cuyo objeto principal es realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. Los accionistas de esta entidad son Enel Colombia S.A. E.S.P y Colombia ZE. A su vez, Colombia ZE fue constituida con un único accionista denominado Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a la compañía AMPCI EBUS DEVELOPMENTS LLC ("AMP") el cumplimiento de las condiciones para la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE y sobre las cuales "AMP" pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

Por lo anterior, al 30 de junio de 2022, de acuerdo a lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la compañía reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS\$ 13.101, ver nota 31.b).

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 30 de junio de 2022:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
	al 30.06.2022
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.337
Otros activos financieros corrientes	79.053
Otros activos no financieros corriente	40
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	966
Activos por impuestos corrientes	675
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>82.071</b>
Otros activos financieros no corrientes	65.545
Otros activos no financieros no corrientes	2.916
Activos por derecho de uso	12.775
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>81.236</b>
Pasivos por arrendamientos corrientes	1.508
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	59.153
Pasivos por impuestos corrientes	1.057
Otros pasivos no financieros corrientes	1.302
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>63.020</b>
Pasivos por arrendamientos no corrientes	11.462
Otras provisiones no corrientes	259
Pasivo por impuestos diferidos	9.056
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>20.777</b>
<b>VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS</b>	<b>79.510</b>

## 7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021 es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
Efectivo en caja	343	290
Saldos en bancos	1.139.863	518.572
Depósitos a corto plazo	817.244	841.039
Otros instrumentos de renta fija	39.070	36.352
<b>Total</b>	<b>1.996.520</b>	<b>1.396.253</b>

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Moneda</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
Peso chileno	21.141	1.589
Peso argentino	12.745	8.025
Peso colombiano	376.930	150.799
Real brasileño	1.117.305	757.658
Sol peruano	196.018	129.607
Dólar estadounidense	266.052	348.413
Euro	6.329	162
<b>Total</b>	<b>1.996.520</b>	<b>1.396.253</b>

Para más detalles acerca del Estado de Flujos de Efectivo, ver a continuación:

- c) Conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el Estado de Flujos de Efectivo al 30 de junio de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>Primeros seis meses</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.996.520	1.434.855
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	40.861	-
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)</b>	<b>2.037.381</b>	<b>1.434.855</b>

(\*) Ver Nota 6.

- d) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Otros pagos de actividades de operación</b>	<b>Primeros seis meses</b>	
	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.595.861)	(1.312.840)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(192.977)	(231.536)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(684.330)	(405.492)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(194.157)	(213.138)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(2.667.325)</b>	<b>(2.163.006)</b>

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:
- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$ 1.359.404 y MUS\$ 1.066.421, por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, respectivamente.
  - Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “Programa de Integração Social” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$ 146.728 y MUS\$ 177.120, por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, respectivamente.
  - Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 44.835 y MUS\$ 35.706, por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, respectivamente.
- (2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Enel Colombia. En virtud de este acuerdo, Enel Colombia administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Enel Colombia emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.
- (3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.
- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

e) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2022	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 30.06.2022
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.565.154	1.297.344	(971.570)	(230.486)	95.288	-	(2.109)	40.695	346.878	-	730.249	2.776.155
Préstamos Largo plazo	6.009.769	784.563	(35.503)	(1.110)	747.950	-	36.350	200.446	30.438	-	(726.142)	6.298.811
Pasivo por arrendamientos	248.578	-	(33.254)	(128)	(33.382)	-	-	6.995	8.459	37.038	(24.182)	243.506
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	-	-	-	-	-	13.510	28.342	5.929	-	(12.758)	(165.476)
<b>Total</b>	<b>7.623.002</b>	<b>2.081.907</b>	<b>(1.040.327)</b>	<b>(231.724)</b>	<b>809.856</b>	<b>-</b>	<b>47.751</b>	<b>276.478</b>	<b>391.704</b>	<b>37.038</b>	<b>(32.833)</b>	<b>9.152.996</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 30.06.2021
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.975.028	816.148	(1.860.270)	(141.041)	(1.185.163)	112.986	22.409	5.349	135.757	-	426.882	1.493.248
Préstamos Largo plazo	4.018.731	1.113.364	(10.726)	-	1.102.638	988.488	(3.057)	88.665	8.149	-	(418.634)	5.764.980
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(27.015)	(1.173)	(28.188)	31.092	-	1.796	5.173	17.213	5.506	175.152
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	91.116	-	-	91.116	(134.315)	(20.349)	3.378	9.185	-	(3.944)	(169.238)
<b>Total</b>	<b>6.022.010</b>	<b>2.020.628</b>	<b>(1.898.011)</b>	<b>(142.214)</b>	<b>(19.597)</b>	<b>978.251</b>	<b>(997)</b>	<b>99.188</b>	<b>158.264</b>	<b>17.213</b>	<b>9.810</b>	<b>7.264.142</b>

- (1) Corresponde al devengamiento de intereses.

## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	219.989	156.171	4	26.193
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	61.677	50.941	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	3.528.314	2.978.228
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	34.556	2.155
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	13.360	72.226	325.137	294.695
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	71.674	32.689	127.460	171.905
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	1.283	3	-	-
<b>Total</b>	<b>367.983</b>	<b>312.030</b>	<b>4.015.471</b>	<b>3.473.176</b>

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 30 de junio de 2022 son MUS\$ 1.127.768 (MUS\$ 949.250 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 845.730 (MUS\$ 702.439 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 119.347 (MUS\$ 78.095 al 31 de diciembre de 2021), MUS\$ 1.323.158 (MUS\$ 1.134.209 al 31 de diciembre de 2021) y MUS\$ 112.311 (MUS\$ 114.235 al 31 de diciembre de 2021), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 2.2.c y 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, Luz de Angra Energía S.A., EGP Paranapanema y EGP Mourao. En diciembre de 2021 además incluye a Usme ZE S.A.S. y Fontibon ZE S.A.S., ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 23.2.a)
- (5) Ver Nota 23.2.b)



## 9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) La composición de otros activos no financieros al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Otros activos no financieros</b>				
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	97.369	121.759	144.594	130.510
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	25.882	26.823	151.161	129.126
Servicios en curso prestados por terceros	34.175	15.891	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	96.004	96.449	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	285.883	267.838
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	751.989	585.715
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	474.922	411.066	1.886.685	1.952.001
Gastos pagados por anticipado	30.851	31.310	-	-
Otros	116.301	125.462	84.677	80.231
<b>Total</b>	<b>875.504</b>	<b>828.760</b>	<b>3.304.989</b>	<b>3.145.421</b>

(1) De acuerdo a la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D – “FUNAC” de ahora en adelante), regulado por el decreto N°7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió durante el mes de enero de 2015, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y de los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás, con origen hasta la misma fecha, que son reembolsados al fondo en cuestión.

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver Nota 35.3.b.11).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a junio de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 19.895 y MUS\$ 16.786, respectivamente, que corresponden a montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015. Por este mismo motivo durante el ejercicio 2020 se reconoció una pérdida por deterioro de MUS\$ 14.479.

(2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de

marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha. Se prevé que el STF publique la decisión en el diario oficial en los próximos meses.

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el periodo enero 2015 en adelante. En el mes de marzo de 2021, Enel Distribución Goiás recibió igual comunicación, por el período comprendido entre los años 2006 y 2021. Por último, durante septiembre de 2021 Enel Distribución Río recibió la misma notificación, abarcando los derechos que surgen por el período de diciembre de 2003 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Río reconocieron activos por MUS\$ 1.041.870, MUS\$ 174.989, MUS\$ 551.176 y MUS\$ 593.573, respectivamente, al cierre del primer semestre de 2022 (MUS\$1.064.948, MUS\$ 187.727, MUS\$ 533.824 y MUS\$ 576.568, respectivamente, al 31 de diciembre 2021).

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver Nota 24 y 35.3.b.18).

- b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Otros pasivos no financieros</b>				
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	258.470	251.358	74.902	75.814
Otros	42.892	34.914	48.931	58.758
<b>Total</b>	<b>301.362</b>	<b>286.272</b>	<b>123.833</b>	<b>134.572</b>

## 10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
<b>Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto</b>		<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021	<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>		<b>4.777.622</b>	<b>4.550.361</b>	<b>616.893</b>	<b>784.354</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto		4.559.691	4.307.971	340.853	497.193
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto		1.439	913	21.869	13.742
Otras cuentas por cobrar, bruto		216.492	241.477	254.171	273.419

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
<b>Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto</b>		<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021	<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>		<b>3.787.340</b>	<b>3.711.141</b>	<b>554.778</b>	<b>724.851</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto		3.569.473	3.469.608	308.211	464.855
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto		1.418	889	19.075	13.377
Otras cuentas por cobrar, neto (1)		216.449	240.644	227.492	246.619

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
<b>Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)</b>		<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021	<b>al 30.06.2022</b>	al 31.12.2021
Anticipos a proveedores		83.826	85.139	-	6.203
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)		10.675	17.971	-	-
Cuentas por cobrar al personal		11.941	7.769	11.076	11.857
Cuentas proyecto VOSA (ii)		43.869	44.898	205.084	226.047
Mecanismos de subsidios y contribuciones		10.786	5.358	-	-
Otras		55.352	79.509	11.332	2.512
<b>Total</b>		<b>216.449</b>	<b>240.644</b>	<b>227.492</b>	<b>246.619</b>

(i) Cuentas por cobrar a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(ii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

### Activos sectoriales Brasil

Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 8 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
Con antigüedad menor de tres meses	485.637	539.492
Con antigüedad entre tres y seis meses	118.419	124.013
Con antigüedad entre seis y doce meses	124.880	103.368
Con antigüedad mayor a doce meses	163.563	132.349
<b>Total</b>	<b>892.499</b>	<b>899.222</b>

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro</b>	<b>Corriente y no corriente</b>
<b>Saldo al 1 de enero de 2021</b>	<b>755.410</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	316.004
Montos castigados	(113.198)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(59.493)
<b>31 de diciembre de 2021</b>	<b>898.723</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	157.466
Montos castigados	(50.764)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	46.972
<b>30 de junio de 2022</b>	<b>1.052.397</b>

(\*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 157.466 al 30 de junio de 2022, lo que representa un incremento de un 48% respecto a la pérdida de MUS\$ 106.000 registrada durante el primer semestre de 2021. Este incremento por un monto de MUS\$ 51.466 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil y por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ 4.599. Ver Nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

### Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil, Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver Notas 3.g.3 y 22.5).

#### d) Información adicional:

- > Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 3.
- > Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 3.1.

## 11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

### 11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$						Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	22	21	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	5	6	22	26
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	1	1	-	-
77.569.067-4	Enel X Way Chile SPA	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	24	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	428	410	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	18	26	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	1.472	2.250	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	467	410	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	581	693	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	23	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	91	407	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.370	1.544	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	308	341	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	232	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	56	30	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	100	22	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3	3	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.285	1.285	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	182	206	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	60	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	276	210	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	856	531	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	46	44	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Inversiones financieras	-	54.935	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	443	416	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	501	302	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	147	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	148	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	75	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.383	1.330	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	33	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	23	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	541	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	223	172	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	673	-	290	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	761	725	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	174	151	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	62	226	-	-
Extranjera	Enel Tecnología de redes SA	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	796	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	US\$	Otros servicios	328	338	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	COP	Otros servicios	63	24	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	32	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	151	229	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	4.636	4.607	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	85	83	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	679	673	-	-
<b>Total</b>						<b>19.046</b>	<b>73.759</b>	<b>312</b>	<b>26</b>



c) **Transacciones significativas y sus efectos en resultados:**

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Primeros seis meses	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2022	2021
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	-	6.707
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	-	(81.395)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración e informáticos	(5.058)	(4.243)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	-	(2.086)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(54.677)	(11.876)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(14.293)	(14.174)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(2.733)	(4.244)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.570)	(1.416)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.891)	(4.905)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.318)	(1.683)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(884)	(1.114)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.626)	(3.918)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.164)	(1.190)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(14.126)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(1.743)	(6.847)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(5.147)	(1.125)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(5.987)	(2.788)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Derivados de cobertura	(1.194)	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.724)	(3.920)
Extranjera	Enel Energia SA de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	(4.524)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 1.000.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) **Transacciones significativas Enel Américas:**

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 20 de mayo de 2021.
- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento julio 2022. Al 30 de junio de 2022 esta línea comprometida se encuentra girada por BRL 800 millones.
- > El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024.
- > El 31 de diciembre de 2020, Enel Green Power Panamá formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$15 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 0,40%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving



no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, al 31 de diciembre de 2021.

- > El 31 de diciembre de 2020, PH Chucás S.A. formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$10 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 1,1%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, al 31 de diciembre de 2021.
- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2022 esta línea se encuentra girada por US\$ 283 millones.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.
- > El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023.
- > El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023.
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023.
- > El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023.
- > El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.
- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023.

- > El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024.
- > El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024.
- > El 3 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de septiembre de 2024.
- > El 20 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €45 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024.
- > El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024.
- > El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024.
- > El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024.
- > El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024.
- > El 31 de diciembre de 2021, Enel Green Power Perú formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$30 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2022. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2022 esta línea no se encuentra girada.
- > El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €63 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,76%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025.
- > El 8 de abril de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €29,3 millones, a una tasa EUR all-in rate de 2,12%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025.
- > A 30 de junio de 2022, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$135 millones, a una tasa de interés variable que oscila entre 0,38% y 1,03% sobre el monto garantizado y según el plazo otorgado. Estas garantías cubren principalmente contratos de préstamo de financiamiento, maquinaria y equipo, contrato de usos del sistema de transmisión y conexión a instalaciones de transmisión.

## 11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 30 de junio de 2022, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2021, y está conformado por las siguientes personas:

- > Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- > Sr. José Antonio Vargas Lleras
- > Sra. Giulia Genuardi
- > Sra. Francesca Gostinelli
- > Sr. Hernán Somerville Senn
- > Sr. Patricio Gómez Sabaini
- > Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2021, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Valdés Prieto, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn.

### a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

### b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

### c) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- > 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 18 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

### Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- > 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 18 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2022			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	enero - junio 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2022	84	-	25
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2022	84	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2022	84	-	25
<b>Total</b>				<b>252</b>	<b>-</b>	<b>75</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2021			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - junio 2021	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	abril - junio 2021	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	abril - junio 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2021	76	-	25
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2021	76	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2021	76	-	25
<b>Total</b>				<b>228</b>	<b>-</b>	<b>75</b>

### 11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

#### a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Simone Tripepi	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Eugenio Belinchon (3) (4)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (4)	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General.

(2) El Sr. Francisco Miqueles Ruz asumió el 26 de febrero de 2020 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pescarmona. El Sr. Miqueles dejó de desempeñar su cargo a contar del día 1 de octubre de 2021 y es reemplazado por el Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira el 27 de octubre de 2021.

(3) Con fecha 1 de febrero de 2022, el Sr. Eugenio Belinchon Gueto asumió como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del Sr. Raffaele Cutrignelli.

(4) Los señores Eugenio Belinchon Gueto y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados por otras sociedades del grupo Enel, pero los servicios son prestados a la sociedad en virtud de contratos intercompañías.

#### Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2022	2021
Remuneración	1.893	1.954
Beneficios a corto plazo para los empleados	100	68
Otros beneficios a largo plazo - IAS	-	5
<b>Total</b>	<b>1.993</b>	<b>2.027</b>

#### b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

#### 11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

## 12. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Inventarios	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Suministros para la producción	31.478	21.639
Petróleo	21.189	14.898
Carbón	10.289	6.741
Repuestos	87.728	72.256
Materiales eléctricos	522.936	444.381
<b>Total</b>	<b>642.142</b>	<b>538.276</b>

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 76.596 y MUS\$ 62.194, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

## 13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos por impuestos	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	138.553	191.858
Otros	33.744	9.882
<b>Total</b>	<b>172.297</b>	<b>201.740</b>

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de Junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por Impuestos	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Impuesto a la renta	125.666	183.060
<b>Total</b>	<b>125.666</b>	<b>183.060</b>

## 14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

### 14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2022	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 30.06.2022
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.076	-	171	(128)	(170)	-	427	1.376
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	135	-	19	-	(23)	(19)	7	119
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.158	-	710	(1.038)	(208)	347	316	1.285
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	20,00%	-	120	-	-	(4)	-	-	116
<b>Total</b>						<b>2.369</b>	<b>120</b>	<b>900</b>	<b>(1.166)</b>	<b>(405)</b>	<b>328</b>	<b>750</b>	<b>2.896</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2021	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2021
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	995	-	168	(250)	(135)	-	298	1.076
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	133	-	32	-	(24)	(61)	55	135
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.145	-	981	(954)	(208)	194	-	1.158
<b>Total</b>						<b>2.273</b>	<b>-</b>	<b>1.181</b>	<b>(1.204)</b>	<b>(367)</b>	<b>133</b>	<b>353</b>	<b>2.369</b>



b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 30.06.2022										
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	4.004	1.872	1.325	424	1.103	(589)	514	(512)	2
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	581	-	-	-	-	-	-	-	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 31.12.2021										
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.407	1.537	672	1.044	1.866	(1.362)	504	(405)	99

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

## 15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>	<b>9.941.995</b>	<b>9.116.265</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	51.702	42.351
Concesiones	8.968.640	8.216.801
Costos de Desarrollo	21.062	21.807
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	158.113	151.027
Programas Informáticos	650.041	594.329
Otros Activos Intangibles Identificables	92.437	89.950

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(4.842.969)</b>	<b>(4.359.995)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(17.064)	(16.465)
Concesiones	(4.548.536)	(4.095.665)
Costos de Desarrollo	(8.198)	(9.057)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(27.971)	(24.495)
Programas Informáticos	(189.693)	(164.481)
Otros Activos Intangibles Identificables	(51.507)	(49.832)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Activos Intangibles, Netos</b>	<b>5.099.026</b>	<b>4.756.270</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	34.638	25.886
Concesiones Neto (1)	4.420.104	4.121.136
Costos de Desarrollo	12.864	12.750
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	130.142	126.532
Programas Informáticos	460.348	429.848
Otros Activos Intangibles Identificables	40.930	40.118

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Enel Distribución Río S.A. (*)	475.475	457.564
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	431.022	403.268
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.540.590	1.332.237
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.833.624	1.785.849
EGP Cachoeira Dourada S.A.	50.375	50.483
Grupo EGP Brasil	6.711	6.719
PH Chucás S.A. (*)	49.890	52.587
Enel Fortuna S.A.	28.875	28.711
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Enel Colombia	677	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	1.635	1.940
Enel Green Power Volta Grande	1.228	1.776
<b>TOTAL</b>	<b>4.420.104</b>	<b>4.121.136</b>

(\*) Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021, han sido los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2022</b>	<b>12.750</b>	<b>25.886</b>	<b>4.121.136</b>	<b>126.532</b>	<b>429.848</b>	<b>40.118</b>	<b>4.756.270</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	257.098	-	34.636	-	291.734
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(59)	(2.286)	263.503	7.510	(5.215)	1.641	265.094
Amortización	(73)	(903)	(224.463)	(3.915)	(23.234)	(1.421)	(254.009)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>246</b>	<b>235</b>	<b>(235)</b>	<b>15</b>	<b>(853)</b>	<b>592</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	246	235	(235)	15	(853)	592	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.737)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.737)</b>
Retiros de servicio	-	-	(4.737)	-	-	-	(4.737)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	(731)	-	(2.354)	-	(3.085)
Hiperinflación Argentina	-	-	367	-	29.038	-	29.405
Otros incrementos (disminuciones)	-	11.706	8.166	-	(1.518)	-	18.354
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>114</b>	<b>8.752</b>	<b>298.968</b>	<b>3.610</b>	<b>30.500</b>	<b>812</b>	<b>342.756</b>
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>12.864</b>	<b>34.638</b>	<b>4.420.104</b>	<b>130.142</b>	<b>460.348</b>	<b>40.930</b>	<b>5.099.026</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>4.836</b>	<b>33.446</b>	<b>4.234.863</b>	<b>21.097</b>	<b>230.461</b>	<b>123</b>	<b>4.524.826</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	365.893	106.470	63.272	-	535.635
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	12.479	436	93.423	9.079	179.541	38.647	333.605
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.334)	(8.899)	(284.856)	(5.498)	(68.211)	810	(367.988)
Amortización	(180)	(1.159)	(388.806)	(2.862)	(35.851)	(1.922)	(430.780)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(750)	-	-	-	-	-	(750)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(2.302)</b>	<b>1.995</b>	<b>(1.485)</b>	<b>1.951</b>	<b>(297)</b>	<b>138</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(2.302)	1.995	(1.485)	1.951	(297)	138	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(8.558)</b>	<b>(4.720)</b>	<b>(163)</b>	<b>-</b>	<b>(13.441)</b>
Retiros de servicio	-	-	(8.558)	(4.720)	(163)	-	(13.441)
Hiperinflación Argentina	-	-	31	-	25.496	-	25.527
Otros incrementos (disminuciones)	1	67	110.631	1.015	35.600	2.322	149.636
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>7.914</b>	<b>(7.560)</b>	<b>(113.727)</b>	<b>105.435</b>	<b>199.387</b>	<b>39.995</b>	<b>231.444</b>
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>12.750</b>	<b>25.886</b>	<b>4.121.136</b>	<b>126.532</b>	<b>429.848</b>	<b>40.118</b>	<b>4.756.270</b>

(1) Ver Nota 31.b)

Al 30 de junio de 2022, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 257.098 (MUS\$365.893 al 31 de diciembre de 2021) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás, por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a lo establecido en CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 fueron de MUS\$ 291.734 y MUS\$ 535.635, respectivamente.

La amortización de activos intangibles se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 2.658 y MUS\$ 1.208, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 2,34% y 12,53% al 30 de junio de 2022 y 2021, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 54.929 y MUS\$ 41.341, respectivamente.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021. (Ver Nota 3.e).

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

## 16. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2021	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.12.2021	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 30.06.2022
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	163.695	-	(11.043)	-	-	152.652	9.940	-	-	162.592
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (2)	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	12.662	-	(2.016)	-	-	10.646	(233)	-	-	10.413
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	24.603	-	(4.461)	10.263	(9.963)	20.442	(3.678)	5.997	(17.802)	4.959
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	63.846	-	(6.022)	-	-	57.824	2.949	-	-	60.773
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.023	-	(4.049)	-	-	55.974	3.644	-	-	59.618
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	120.172	-	(11.335)	-	-	108.837	5.551	-	-	114.388
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.) (7)	Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	5.601	-	(892)	-	-	4.709	(103)	-	-	4.606
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	19	-	(2)	-	-	17	1	-	-	18
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	762	-	(51)	-	-	711	46	-	-	757
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	82.399	-	(5.559)	-	-	76.840	5.004	-	-	81.844
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	411.729	-	(27.776)	-	-	383.953	25.001	-	-	408.954
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	-	422.410	15.282	-	-	437.692	28.501	-	-	466.193
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A. (10)	-	2.252	(237)	-	-	2.015	(362)	-	-	1.653
Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	-	55.335	(4.623)	-	-	50.712	(1.111)	-	-	49.601
Enel Green Power Peru S.A. (10)	Enel Green Power Peru S.A. (10)	-	76.306	-	-	-	76.306	-	-	-	76.306
Enel Solar S.R.L. (10)	Enel Solar S.R.L.	-	2.094	-	-	-	2.094	-	-	-	2.094
Enel Green Power Panama S.A. (10)	Enel Green Power Panama S.A. (10)	-	24.964	-	-	-	24.964	-	-	-	24.964
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A. (10)	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	-	2.838	(159)	-	-	2.679	137	-	-	2.816
Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	-	386	-	-	-	386	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A. (10)	Progreso Solar 20MW S.A. (10)	-	772	-	-	-	772	-	-	-	772
<b>Total</b>		<b>945.511</b>	<b>587.357</b>	<b>(62.943)</b>	<b>10.263</b>	<b>(9.963)</b>	<b>1.470.225</b>	<b>75.287</b>	<b>5.997</b>	<b>(17.802)</b>	<b>1.533.707</b>

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio de 2022 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

#### **1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)**

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

#### **2.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)**

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

#### **3.- Enel Generación El Chocón S.A.**

Con fecha 31 de agosto del año 1993, la antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón (actualmente Enel Generación El Chocón) en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

#### **4.- Enel Distribución Perú S.A.A.**

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Edelnor S.A. (actualmente Enel Distribución Perú S.A.A).

#### **5.- EGP Cachoeira Dourada S.A.**

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de Cachoeira Dourada S.A. (actualmente EGP Cachoeira Dourada S.A.) en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

#### **6.- Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)**

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra antigua subsidiaria Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. (actualmente Enel Generación Perú S.A.A.).

#### **7.- Emgesa S.A. E.S.P.**

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

#### **8.- Enel Distribución Ceará S.A.**

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

#### **9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.**

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió un 73,38% de participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Posteriormente, entre los días 22 de junio y 4 de julio de 2018 se perfeccionaron incrementos de participación adicionales, representando un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

#### **10.- EGP Centro y Sudamérica**

Plusvalías reconocidas como parte de la fusión de Enel Américas con EGP Américas, perfeccionada con fecha 1 de abril de 2021 (ver Nota 5). Estas plusvalías están asignadas a las siguientes sociedades: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Argentina S.A., Enel Green Power Colombia SAS Esp, Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A., Enel Solar SRL, Enel Green Power Panamá S.A., Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20MW, S.A., las cuales surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado.

#### **11.- Enel Brasil**

Con fecha 4 de noviembre de 2021, Enel Green Power Brasil Participações Ltda. fue fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

## 17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>22.940.213</b>	<b>21.570.734</b>
Construcción en Curso	3.151.663	2.920.093
Terrenos	155.391	153.913
Edificios	1.422.586	1.203.037
Plantas y Equipos de Generación	10.324.745	9.868.826
Infraestructura de Red	7.312.518	6.846.721
Instalaciones Fijas y Accesorios	573.310	578.144

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
<b>Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(9.192.290)</b>	<b>(8.573.206)</b>
Edificios	(358.034)	(319.228)
Plantas y Equipos de Generación	(4.782.820)	(4.489.844)
Infraestructura de Red	(3.722.792)	(3.455.646)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(328.644)	(308.488)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>13.747.923</b>	<b>12.997.528</b>
Construcción en Curso	3.151.663	2.920.093
Terrenos	155.391	153.913
Edificios	1.064.552	883.809
Plantas y Equipos de Generación	5.541.925	5.378.982
Infraestructura de Red	3.589.726	3.391.075
Instalaciones Fijas y Accesorios	244.666	269.656



La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, han sido los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos	Período 2022	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2022</b>		<b>2.920.093</b>	<b>153.913</b>	<b>883.809</b>	<b>5.378.982</b>	<b>3.391.075</b>	<b>269.656</b>	<b>12.997.528</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios		693.664	-	1.577	-	68	4.621	699.930
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera		(65.261)	(4.062)	28.887	54.422	(152.955)	(3.727)	(142.696)
Depreciación		-	-	(18.984)	(133.013)	(108.780)	(19.529)	(280.306)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)		(34)	-	-	(77.832)	-	-	(77.866)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>		<b>(586.721)</b>	<b>517</b>	<b>148.031</b>	<b>251.268</b>	<b>173.877</b>	<b>13.028</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso		(586.721)	517	148.031	251.268	173.877	13.028	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>		<b>5.300</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>(245)</b>	<b>(7.414)</b>	<b>(4.369)</b>	<b>(6.723)</b>
Retiros		5.300	5	-	(245)	(7.414)	(4.369)	(6.723)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta		(23.770)	(202)	(692)	(48.045)	(399)	(39.047)	(112.155)
Hiperinflación Argentina		224.073	5.208	20.801	49.387	294.259	23.977	617.705
Otros incrementos (disminución)		(15.681)	12	1.123	67.001	(5)	56	52.506
<b>Total movimientos</b>		<b>231.570</b>	<b>1.478</b>	<b>180.743</b>	<b>162.943</b>	<b>198.651</b>	<b>(24.990)</b>	<b>750.395</b>
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>		<b>3.151.663</b>	<b>155.391</b>	<b>1.064.552</b>	<b>5.541.925</b>	<b>3.589.726</b>	<b>244.666</b>	<b>13.747.923</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos	Período 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>		<b>1.107.981</b>	<b>158.894</b>	<b>253.311</b>	<b>3.384.704</b>	<b>3.268.658</b>	<b>181.124</b>	<b>8.354.672</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios		1.725.928	958	499	-	-	34.039	1.761.424
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios		809.849	5.288	547.110	2.476.336	100.051	13.775	3.952.409
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera		(181.401)	(24.021)	(20.800)	(504.454)	(424.512)	(21.878)	(1.177.066)
Depreciación		(3.734)	-	(27.596)	(269.194)	(215.232)	(32.936)	(548.692)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)		(6.849)	-	(290)	(82.205)	-	-	(89.344)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>		<b>(761.588)</b>	<b>8.147</b>	<b>135.955</b>	<b>221.742</b>	<b>373.791</b>	<b>21.953</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso		(761.588)	8.147	135.955	221.742	373.791	21.953	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>		<b>-</b>	<b>(124)</b>	<b>(706)</b>	<b>(3.040)</b>	<b>(6.611)</b>	<b>(6.049)</b>	<b>(16.530)</b>
Retiros		-	(124)	(706)	(3.040)	(6.611)	(6.049)	(16.530)
Hiperinflación Argentina		207.559	6.350	5.694	124.084	362.337	19.911	725.935
Otros incrementos (disminución)		22.348	(1.579)	(9.368)	31.009	(67.407)	59.717	34.720
<b>Total movimientos</b>		<b>1.812.112</b>	<b>(4.981)</b>	<b>630.498</b>	<b>1.994.278</b>	<b>122.417</b>	<b>88.532</b>	<b>4.642.856</b>
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>		<b>2.920.093</b>	<b>153.913</b>	<b>883.809</b>	<b>5.378.982</b>	<b>3.391.075</b>	<b>269.656</b>	<b>12.997.528</b>

(1) Ver literal iv) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma Nota y Nota 31.b).

## Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

### a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS\$ 699.930 y MUS\$ 1.761.424 por el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones durante el ejercicio 2022 por MUS\$ 187.790 (MUS\$ 167.112 al 31 de diciembre 2021), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil, Colombia, Panamá y Perú por MUS\$ 326.812 (MUS\$ 1.037.325 al 31 de diciembre de 2021). En el negocio de Distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones de redes y adecuación de instalaciones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS\$ 168.545 al 30 de junio de 2022 (MUS\$ 555.966 al 31 de diciembre 2021).

La depreciación de propiedad, planta y equipo se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

## b) Costos capitalizados

### b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 22.877 y MUS\$ 4.585, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,36% y 2,83% al 30 de junio de 2022 y 2021, respectivamente.

### b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 64.145 y MUS\$ 43.277, respectivamente.

## c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2022, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 1.360.371 (MUS\$ 1.256.793 al 31 de diciembre de 2021) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 30 de junio de 2022, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 101.160 (MUS\$ 85.317 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 35.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS\$ 979.446), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente, la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€400 (MUS\$ 391.778). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias* (ver Nota 2.9), el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MARS 3.102.739 (equivalentes a MUS\$ 162.274 al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MARS 2.656.082 (equivalentes a MUS\$ 70.513 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio. Finalmente, al cierre del ejercicio 2021, Enel Generación Costanera reconoció una pérdida por deterioro por MARS 8.410.221 (equivalentes a MUS\$ 81.902 al tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2021), para ajustar el valor de libros de las Propiedades, planta y equipo a su valor recuperable.

## 18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

### a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, corresponden a los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2022	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2022</b>	<b>90.244</b>	<b>80.705</b>	<b>157.004</b>	<b>327.953</b>
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	13.666	19.283	4.046	36.995
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.717	2.672	8.090	12.479
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(12.775)	(68)	(30)	(12.873)
Depreciación	(2.765)	(7.780)	(14.109)	(24.654)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(229)</b>	<b>-</b>	<b>229</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en	(229)	-	229	-
Hiperinflación Argentina	-	14	-	14
Otros incrementos (disminución)	(53)	21.153	4.247	25.347
<b>Total movimientos</b>	<b>(439)</b>	<b>35.274</b>	<b>2.473</b>	<b>37.308</b>
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>89.805</b>	<b>115.979</b>	<b>159.477</b>	<b>365.261</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2021	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso , Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>16.433</b>	<b>45.578</b>	<b>160.409</b>	<b>222.420</b>
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	51.624	50.984	32.675	135.283
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(4.597)	(6.031)	(15.300)	(25.928)
Retiros	-	(54)	(55)	(109)
Adquisiciones realizadas mediante combiaciones de negocios	30.317	511	211	31.039
Depreciación	(4.001)	(10.718)	(21.312)	(36.031)
Hiperinflación Argentina	-	52	-	52
Otros incrementos (disminución)	468	383	376	1.227
<b>Total movimientos</b>	<b>73.811</b>	<b>35.127</b>	<b>(3.405)</b>	<b>105.533</b>
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>90.244</b>	<b>80.705</b>	<b>157.004</b>	<b>327.953</b>

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6).

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	62.342	14.117	48.225	74.651	13.964	60.687
Más de un año y no más de dos años	38.337	15.576	22.761	37.454	13.003	24.451
Más de dos años y no más de tres años	30.537	14.099	16.438	28.035	11.520	16.515
Más de tres años y no más de cuatro años	28.596	13.143	15.453	24.810	10.323	14.487
Más de cuatro años y no más de cinco años	25.277	12.116	13.161	23.825	9.003	14.822
Más de cinco años	164.462	36.994	127.468	149.473	31.857	117.616
<b>Total</b>	<b>349.551</b>	<b>106.045</b>	<b>243.506</b>	<b>338.248</b>	<b>89.670</b>	<b>248.578</b>

#### b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021 incluyen gastos de MUS\$ 435 y MUS\$ 2.775, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 435 en 2022 y MUS\$ 1.227 en 2021, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 43 en 2021 y arrendamientos variables de MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 1.505, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Hasta un año	75	32
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
<b>Total</b>	<b>75</b>	<b>32</b>

## 19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

### a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los periodos al 30 de junio de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2022	2021	
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(457.258)	(319.233)	
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	349	4.448	
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	16.179	17.028	
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(1.129)	
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	2.428	(6.127)	
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	(45)	
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(438.302)</b>	<b>(305.058)</b>	
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	38.214	(34.502)	
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(108.757)	
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>38.214</b>	<b>(143.259)</b>	
<b>Gasto por impuestos a las ganancias</b>	<b>(400.088)</b>	<b>(448.317)</b>	

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los periodos al 30 de junio de 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses		
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2022	Tasa	2021
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>1.203.539</b>		<b>992.661</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(324.957)</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(268.017)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,65%)	(92.078)	(4,06%)	(40.301)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	3,98%	47.922	3,45%	34.208
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3,92%)	(47.154)	(8,31%)	(82.478)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(10,96%)	(108.757)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,34%	16.179	1,72%	17.028
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(6,25%)</b>	<b>(75.131)</b>	<b>(18,16%)</b>	<b>(180.300)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias</b>	<b>(33,25%)</b>	<b>(400.088)</b>	<b>(45,16%)</b>	<b>(448.317)</b>

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

## b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.06.2022		al 31.12.2021	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	14.547	(728.110)	14.577	(655.097)
Amortizaciones	9.118	(27.369)	3.540	(26.501)
Obligaciones por beneficios post-empleo	474.317	(173)	445.962	(172)
Revaluaciones de instrumentos financieros	74.238	(30.795)	19.328	(16.378)
Pérdidas fiscales	418.926	-	401.677	-
Provisiones	<b>776.665</b>	<b>(393.435)</b>	<b>658.884</b>	<b>(317.525)</b>
Provisión Contingencias Civiles	58.437	-	51.734	-
Provisión Contingencias Trabajadores	62.262	-	56.349	-
Provisión Cuentas Incobrables	363.764	-	284.991	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.350	-	19.674	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(346.361)	-	(273.855)
Otras Provisiones	276.852	(47.074)	246.136	(43.670)
Otros Impuestos Diferidos	<b>370.064</b>	<b>(805.298)</b>	<b>284.405</b>	<b>(699.732)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(70.464)	-	(67.579)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(332.034)	-	(277.507)
Otros Impuestos Diferidos	370.064	(402.800)	284.405	(354.646)
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación</b>	<b>2.137.875</b>	<b>(1.985.180)</b>	<b>1.828.373</b>	<b>(1.715.405)</b>
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.040.249)	1.040.249	(836.005)	836.005
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación</b>	<b>1.097.626</b>	<b>(944.931)</b>	<b>992.368</b>	<b>(879.400)</b>

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2022	Movimientos					Saldo neto al 30.06.2022
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(640.520)	7.019	-	(25.711)	82.248	(136.599)	(713.563)
Amortizaciones	(22.961)	(59)	-	-	4.769	-	(18.251)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.790	(12.185)	17.502	-	26.911	(3.874)	474.144
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.950	28.871	8.614	-	(1.432)	4.440	43.443
Pérdidas fiscales	401.677	(5.254)	-	-	22.503	-	418.926
<b>Provisiones</b>	<b>341.359</b>	<b>(8.740)</b>	-	<b>(874)</b>	<b>14.557</b>	<b>36.928</b>	<b>383.230</b>
Provisión Contingencias Civiles	51.734	4.295	-	(20)	2.409	19	58.437
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	3.205	-	-	2.725	(17)	62.262
Provisión Cuentas Incobrables	284.991	26.251	-	(15)	13.235	39.302	363.764
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	19.674	(1.182)	-	-	1.439	(4.581)	15.350
Activos financieros CINIIF 12	(273.855)	(59.657)	-	-	(12.849)	-	(346.361)
Otras Provisiones	202.466	18.348	-	(839)	7.598	2.205	229.778
Otros Impuestos Diferidos	<b>(415.327)</b>	<b>28.562</b>	<b>(2.533)</b>	<b>6.091</b>	<b>(35.639)</b>	<b>(16.388)</b>	<b>(435.234)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(67.579)	1.551	-	-	(4.436)	-	(70.464)
Ajuste por inflación - Argentina	(277.507)	(14.042)	-	-	(3.856)	(36.629)	(332.034)
Otros Impuestos Diferidos	(70.241)	41.053	(2.533)	6.091	(27.347)	20.241	(32.736)
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>112.968</b>	<b>38.214</b>	<b>23.583</b>	<b>(20.494)</b>	<b>113.917</b>	<b>(115.493)</b>	<b>152.695</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2021	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2021
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(430.994)	(145.375)	-	(42.981)	88.696	(109.866)	(640.520)
Amortizaciones	(12.344)	(468)	-	-	(10.149)	-	(22.961)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	(19.807)	(2.751)	-	(30.411)	335	445.790
Revaluaciones de instrumentos financieros	(29.609)	25.499	(2.386)	8.513	(1.480)	2.413	2.950
Pérdidas fiscales	209.339	191.222	-	32.799	(31.442)	(241)	401.677
<b>Provisiones</b>	<b>425.180</b>	<b>(22.332)</b>	-	<b>(34.689)</b>	<b>(16.209)</b>	<b>(10.591)</b>	<b>341.359</b>
Provisión Desmantelamiento	-	(244)	-	225	19	-	-
Provisión Contingencias Civiles	247.400	(193.342)	-	-	(2.324)	-	51.734
Provisión Contingencias Trabajadores	28.467	30.735	-	-	(2.853)	-	56.349
Provisión Cuentas Incobrables	121.764	186.050	-	-	(26.337)	3.514	284.991
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	18.724	2.510	-	277	(1.777)	(60)	19.674
Activos financieros CINIIF 12	(194.045)	(83.865)	-	-	22.991	(18.936)	(273.855)
Otras Provisiones	202.870	35.824	-	(35.191)	(5.928)	4.891	202.466
Otros Impuestos Diferidos	<b>(278.567)</b>	<b>(194.859)</b>	-	<b>12.385</b>	<b>31.376</b>	<b>14.338</b>	<b>(415.327)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(75.497)	2.923	-	-	4.995	-	(67.579)
Ajuste por inflación - Argentina	(289.158)	16.618	-	-	87	(5.054)	(277.507)
Otros Impuestos Diferidos	86.088	(214.400)	-	12.385	26.294	19.392	(70.241)
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>381.429</b>	<b>(166.120)</b>	<b>(5.137)</b>	<b>(23.973)</b>	<b>30.381</b>	<b>(103.612)</b>	<b>112.968</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

- c) Al 30 de junio de 2022, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 63.565 (MUS\$ 76.652 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponible, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2022 asciende a MUS \$3.632.214 (MUS\$ 3.288.121 al 31 de diciembre de 2021). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de

ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de junio de 2022, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 6.617.287 (MUS\$ 6.479.551 al 31 diciembre de 2021).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Argentina	2015 - 2021
Brasil	2017 - 2021
Chile	2019 - 2021
Colombia	2016 - 2021
Costa Rica	2018 - 2021
Guatemala	2018 - 2021
Panamá	2018 - 2021
Perú	2017 - 2021

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Primeros seis meses					
	2022			2021		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	1.012	(522)	490	(5)	-	(5)
Cobertura de Flujos de efectivo	(43.149)	4.175	(38.974)	2.740	(4.972)	(2.232)
Diferencias de cambio por conversión	380.024	-	380.024	167.458	-	167.458
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(36.673)	17.502	(19.171)	326.059	(110.551)	215.508
<b>Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>301.214</b>	<b>21.155</b>	<b>322.369</b>	<b>496.252</b>	<b>(115.523)</b>	<b>380.729</b>



La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
<b>Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	<b>23.583</b>	<b>(115.006)</b>
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(2.428)	46
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(563)
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>21.155</b>	<b>(115.523)</b>

- d) En Colombia, la Ley 2155 del 14 de septiembre de 2021, modificó la tasa del impuesto de renta a partir del año gravable 2022 modificando la tasa del 32% al 35%, la cual recae sobre las rentas gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (35% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficientes renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2021 las variaciones de sus activos y pasivos por impuesto diferidos. El mayor gasto por impuestos diferidos reconocido en resultados al 31 de diciembre de 2021 fue de MUS\$ 12.668.

- e) En Argentina, el 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó y publicó la Ley N° 27.630 de fecha 02 de junio de 2021, que en su parte medular modificó las alícuotas de impuestos a las ganancias que tributan las personas jurídicas en la República Argentina, introduciendo un sistema de alícuotas por escalas, con vigencia desde los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021, como sigue:

<b>Ganancia neta imponible acumulada</b>				
Desde ARS	Hasta ARS	Pagarán ARS	Más el %	Sobre el excedente de ARS
-	5.000.000	-	25%	-
5.000.001	50.000.000	1.250.000	30%	5.000.000
50.000.001	Sin tope	14.750.000	35%	50.000.000

Los montos previstos en esta escala se ajustarán anualmente a partir del 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos así determinados resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Asimismo, por disposición de la Ley 27.630, la tasa aplicable a los dividendos sobre utilidades generadas en ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018 quedó unificada en el 7%.

La Ley N° 27.430, con las modificaciones de la Ley de Emergencia Pública, estableció la obligatoriedad, a partir de los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2018, de deducir o de incorporar al resultado impositivo,

el ajuste por inflación calculado en base al procedimiento descrito en la Ley del Impuesto a las Ganancias, solo en la medida en que se verifique que la variación en el IPC acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida supere el 100%.

Como consecuencia de las modificaciones introducidas por la citada Ley, al 30 de septiembre de 2021 el impuesto corriente fue medido aplicando las tasas progresivas sobre el resultado gravado determinado a dicha fecha, mientras que los saldos por impuesto diferido fueron medidos aplicando la tasa progresiva que se espera aplicar en base a la utilidad imponible estimada en el año de reversión de las diferencias temporarias.

Producto de este incremento en la tasa nominal en Argentina, nuestras filiales reconocieron al 31 de diciembre de 2021 un mayor gasto por impuestos por MUS\$ 106.888, de los cuales MUS\$ 104.975 correspondieron a impuestos diferidos y MUS\$ 1.913 a impuestos corrientes.

## 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Otros pasivos financieros</b>	al 30.06.2022		al 31.12.2021	
Préstamos que devengan intereses	1.609.060	5.227.468	1.181.392	4.905.270
Instrumentos derivados de cobertura (*)	153.281	157.515	49.245	12.313
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.947	-	2.197	-
<b>Total</b>	<b>1.766.288</b>	<b>5.384.983</b>	<b>1.232.834</b>	<b>4.917.583</b>

(\*) Ver Nota 23.2.a

(\*\*) Ver Nota 23.2.b

### a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Clases de Préstamos que Devengan Intereses</b>	al 30.06.2022		al 31.12.2021	
Préstamos bancarios garantizados	215.310	1.077.061	251.510	1.039.303
Préstamos bancarios no garantizados	718.520	1.336.166	415.140	1.197.748
Obligaciones con el público no garantizadas	480.415	2.517.804	342.772	2.380.871
Obligaciones con el público garantizadas	164.488	266.523	148.881	243.725
Otros préstamos	30.327	29.914	23.089	43.623
<b>Total</b>	<b>1.609.060</b>	<b>5.227.468</b>	<b>1.181.392</b>	<b>4.905.270</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente					No Corriente					Total No al 30.06.2022	
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	2,70%	2,70%	Sin Garantía	283.043	-	283.043	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2,51%	2,50%	Con Garantía	2.237	10.145	12.382	12.000	14.084	16.166	16.166	109.584	168.000
Peru	US\$	1,61%	1,60%	Sin Garantía	-	-	-	38.292	-	-	-	-	38.292
Peru	PEN	3,77%	3,71%	Sin Garantía	209.619	-	209.619	63.145	89.454	-	-	-	152.599
Brasil	US\$	1,95%	1,93%	Con Garantía	92.270	50.482	142.752	25.633	150.655	22.846	22.846	137.634	359.614
Brasil	BRL	11,42%	11,39%	Con Garantía	13.789	36.320	50.109	39.821	38.011	38.487	39.110	325.573	481.002
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Con Garantía	-	8.772	8.772	10.802	10.802	6.742	6.742	32.978	68.066
Brasil	US\$	2,16%	2,15%	Sin Garantía	3.313	77.925	81.238	191.153	183.015	77.032	55.656	-	506.856
Brasil	BRL	9,68%	9,54%	Sin Garantía	152	9	161	51.611	18	18	18	46	51.711
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	324	971	1.295	379	-	-	-	-	379
Colombia	COP	6,22%	6,08%	Sin Garantía	27.212	117.246	144.458	32.067	43.276	123.246	140.588	247.531	586.708
<b>Total</b>					<b>631.960</b>	<b>301.870</b>	<b>933.830</b>	<b>464.903</b>	<b>529.315</b>	<b>284.537</b>	<b>281.126</b>	<b>853.346</b>	<b>2.413.227</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente					No Corriente					Total No al 31.12.2021	
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	0,38%	0,38%	Sin Garantía	5	-	5	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	1,01%	1,01%	Con Garantía	2.025	10.188	12.213	12.000	12.000	12.000	12.000	76.000	124.000
Peru	US\$	1,61%	1,60%	Sin Garantía	2	-	2	-	38.032	-	-	-	38.032
Peru	PEN	2,31%	2,28%	Sin Garantía	91	243.805	243.896	35.047	57.578	-	-	-	92.625
Brasil	US\$	2,18%	2,10%	Con Garantía	12.776	99.498	112.274	54.715	95.122	82.529	23.377	152.318	408.061
Brasil	BRL	9,27%	9,13%	Con Garantía	86.135	32.150	118.285	37.906	32.799	32.183	32.566	283.737	419.191
Brasil	EUR	2,39%	2,28%	Sin Garantía	-	7.414	7.414	11.879	11.879	9.647	7.414	46.183	87.002
Brasil	US\$	1,93%	1,92%	Sin Garantía	26.738	-	26.738	118.319	240.246	116.725	55.790	-	531.080
Brasil	BRL	5,29%	5,20%	Sin Garantía	17	-	17	55.824	49.901	17	17	52	105.811
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	331	993	1.324	1.049	-	-	-	-	1.049
Colombia	COP	3,55%	3,53%	Sin Garantía	1.968	142.513	144.481	33.760	32.096	23.770	230.009	110.565	430.200
<b>Total</b>					<b>130.089</b>	<b>536.561</b>	<b>666.650</b>	<b>360.499</b>	<b>569.653</b>	<b>276.871</b>	<b>361.173</b>	<b>668.855</b>	<b>2.237.051</b>

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2022 asciende a MUS\$ 3.008.466 (MUS\$ 2.670.119 al 31 de diciembre de 2021). Los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).







b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUSS				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5.30%	Sin Garantía	-	4.338	4.338	-	-	-	591.097	-	591.097
Peru	US\$	6.34%	Sin Garantía	275	-	275	-	-	-	-	10.077	10.077
Peru	PEN	5.98%	Sin Garantía	16.473	17.130	33.603	26.311	40.099	63.145	-	156.153	285.708
Brasil	BRL	13.90%	Sin Garantía	16.918	134.334	151.252	201.595	106.394	175.492	-	518.904	1.002.385
Colombia	COP	11.16%	Sin Garantía	81.846	209.101	290.947	153.027	108.144	133.678	-	233.688	628.537
<b>Total</b>				<b>115.512</b>	<b>364.903</b>	<b>480.415</b>	<b>380.933</b>	<b>254.637</b>	<b>372.315</b>	<b>591.097</b>	<b>918.822</b>	<b>2.517.804</b>

miles de dólares estadounidenses - MUSS				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5.30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	590.081	-	590.081
Chile	UF	5.75%	Sin Garantía	-	3.305	3.305	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	6.34%	Sin Garantía	-	275	275	-	-	-	-	10.008	10.008
Peru	PEN	6.02%	Sin Garantía	3.198	30.223	33.421	40.054	38.153	35.047	25.034	148.575	286.863
Brasil	BRL	10.39%	Sin Garantía	41.089	34.877	75.966	58.317	174.791	85.741	159.548	232.860	711.257
Colombia	COP	8.24%	Sin Garantía	11.659	213.741	225.400	187.978	169.988	185.806	-	238.890	782.662
<b>Total</b>				<b>55.946</b>	<b>286.826</b>	<b>342.772</b>	<b>286.349</b>	<b>382.932</b>	<b>306.594</b>	<b>774.663</b>	<b>630.333</b>	<b>2.380.871</b>



- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Corriente

No Corriente

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.06.2022								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 1 série (CEAR15)	Brasil	BRL	12,22%	12,21% Anual		144	33.374	33.518	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	17,63%	17,62% Anual		87	-	87	23.148	14.282	-	-	-	37.430
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	12,38%	12,37% Al Vencimiento		40	7.488	7.528	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	17,84%	17,83% Anual		105	-	105	40.582	25.600	-	-	-	66.182
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE17)	Brasil	BRL	11,88%	11,87% Anual		1.149	33.305	34.454	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	15,95%	15,94% Al Vencimiento		933	-	933	71.589	-	-	-	-	71.589
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	12,14%	12,13% Al Vencimiento		608	-	608	-	-	-	-	116.779	116.779
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Terc Prog 9va Emisión Serie A	Perú	US\$	6,44%	6,34% Al Vencimiento		275	-	275	-	-	-	-	10.077	10.077
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,15%	6,06% Al Vencimiento		-	111	111	-	-	-	-	13.155	13.155
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrotfondo	Perú	PEN	5,64%	5,56% Al Vencimiento		13.413	-	13.413	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,06%	5,00% Al Vencimiento		-	77	77	-	10.524	-	-	-	10.524
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,19%	5,13% Al Vencimiento		290	-	290	-	-	-	-	13.155	13.155
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,41%	7,28% Al Vencimiento		240	-	240	-	-	-	-	9.340	9.340
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,51%	7,38% Al Vencimiento		-	129	129	-	-	-	-	15.786	15.786
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34% Al Vencimiento		-	15.843	15.843	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34% Al Vencimiento		378	-	378	-	21.048	-	-	-	21.048
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8,29%	8,13% Al Vencimiento		428	-	428	-	-	-	-	18.417	18.417
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,19%	6,09% Al Vencimiento		775	-	775	26.311	-	-	-	-	26.311
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,09%	6,00% Al Vencimiento		-	248	248	-	19.050	-	-	-	19.050
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,80%	5,72% Al Vencimiento		-	196	196	-	-	26.311	-	-	26.311
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,45%	5,38% Al Vencimiento		389	-	389	-	-	26.311	-	-	26.311
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5,99%	5,91% Al Vencimiento		-	247	247	-	-	-	-	34.204	34.204
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5,13%	5,06% Al Vencimiento		559	-	559	-	-	-	-	23.680	23.680
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP, Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4,36%	4,31% Al Vencimiento		-	279	279	-	-	-	-	28.415	28.415
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	14,31%	13,60% Al Vencimiento		807	-	807	-	-	46.464	-	-	46.464
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31% Al Vencimiento		190	-	190	48.064	-	-	-	-	48.064
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58% Al Vencimiento		701	-	701	-	48.064	-	-	-	48.064
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	12,99%	12,40% Al Vencimiento		1.056	-	1.056	-	-	-	-	38.451	38.451
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	12,15%	11,63% Al Vencimiento		1.027	-	1.027	46.863	-	-	-	-	46.863
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16% Al Vencimiento		271	67.290	67.561	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	12,96%	12,37% Al Vencimiento		387	-	387	-	-	-	-	48.064	48.064
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4,70%	4,62% Al Vencimiento		280	-	280	-	60.080	-	-	-	60.080
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	11,74%	11,26% Al Vencimiento		680	-	680	-	-	-	-	60.080	60.080
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	16,66%	15,71% Al Vencimiento		275	-	275	13.313	-	-	-	-	13.313
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	13,55%	12,91% Al Vencimiento		433	72.092	72.525	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	13,69%	13,04% Al Vencimiento		291	-	291	-	-	-	-	48.064	48.064
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	15,33%	14,52% Al Vencimiento		651	-	651	-	-	87.214	-	-	87.214
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	14,31%	13,60% Al Vencimiento		632	-	632	-	-	-	-	39.028	39.028
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	13,92%	13,25% Al Vencimiento		708	-	708	44.787	-	-	-	-	44.787
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	14,96%	14,19% Al Vencimiento		1.304	69.720	71.024	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	COP	7,81%	7,59% Al Vencimiento		72.152	-	72.152	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60% Al Vencimiento		-	5	5	-	-	-	-	858	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4,21%	4,00% Al Vencimiento		-	4.333	4.333	-	-	-	-	590.239	590.239
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª série	Brasil	BRL	12,22%	12,21% Anual		2.199	-	2.199	66.276	66.513	-	-	-	132.789
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª série	Brasil	BRL	15,46%	15,45% Al Vencimiento		945	-	945	-	-	175.491	-	-	175.491
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	15,72%	15,71% Anual		1.321	-	1.321	-	-	-	-	139.979	139.979
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	13,15%	13,14% Anual		3.537	-	3.537	-	-	-	-	109.789	109.789
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 2ª série	Brasil	BRL	12,41%	12,40% Al Vencimiento		-	1.912	1.912	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	12,41%	12,40% Al Vencimiento		4.605	58.254	62.859	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	13,39%	13,38% Anual		1.247	-	1.247	-	-	-	-	152.359	152.359
<b>Total</b>										<b>115.512</b>	<b>364.903</b>	<b>480.415</b>	<b>380.933</b>	<b>254.637</b>	<b>372.315</b>	<b>591.097</b>	<b>918.822</b>	<b>2.517.804</b>



miles de dólares estadounidenses - MUSS

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente							No Corriente				
										al 31.12.2021							Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años		Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	10,31%	9,94%	Al Vencimiento	604	-	604	-	-	47.504	-	-	47.504			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%	Al Vencimiento	3.976	66.339	70.315	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	Al Vencimiento	203	-	203	-	49.140	-	-	49.140				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	Al Vencimiento	725	-	725	-	-	49.140	-	49.140				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	9,04%	8,75%	Al Vencimiento	772	-	772	-	-	-	39.312	39.312				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	8,23%	7,99%	Al Vencimiento	732	-	732	47.912	-	-	-	47.912				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	288	-	288	68.796	-	-	-	68.796				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	9,01%	8,72%	Al Vencimiento	291	-	291	-	-	-	49.140	49.140				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4,70%	4,62%	Al Vencimiento	286	-	286	-	61.425	-	-	61.425				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	7,84%	7,62%	Al Vencimiento	472	-	472	-	-	-	61.425	61.425				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 1 série (CEAR15)	Brasil	BRL	5,29%	5,28%	Anual	-	31.448	31.448	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	17,44%	17,43%	Anual	93	-	93	19.967	13.352	-	-	33.319				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	5,44%	5,43%	Al Vencimiento	33	-	33	7.181	-	-	-	7.181				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	17,65%	17,64%	Anual	170	-	170	-	34.609	24.096	-	58.705				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE17)	Brasil	BRL	4,97%	4,96%	Anual	32.623	-	32.623	31.169	-	-	-	31.169				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	15,79%	15,78%	Al Vencimiento	2.298	-	2.298	-	63.993	-	-	63.993				
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US\$	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	-	275	275	-	-	-	10.008	10.008				
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Terc Prog 1ra Emision Serie A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	Al Vencimiento	11	6.258	6.269	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	PEN	6,38%	6,28%	Al Vencimiento	-	10.150	10.150	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,15%	6,06%	Al Vencimiento	-	108	108	-	-	-	-	12.517				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	PEN	5,64%	5,56%	Al Vencimiento	248	12.517	12.765	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,06%	5,00%	Al Vencimiento	-	75	75	-	-	10.013	-	10.013				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,19%	5,13%	Al Vencimiento	278	-	278	-	-	-	12.517	12.517				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,41%	7,28%	Al Vencimiento	230	-	230	-	-	-	8.887	8.887				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7,51%	7,38%	Al Vencimiento	-	126	126	-	-	-	15.020	15.020				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	-	50	50	15.020	-	-	-	15.020				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,44%	6,34%	Al Vencimiento	363	-	363	-	20.027	-	-	20.027				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8,29%	8,13%	Al Vencimiento	411	-	411	-	-	-	17.524	17.524				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,19%	6,09%	Al Vencimiento	742	-	742	25.034	-	-	-	25.034				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6,09%	6,00%	Al Vencimiento	-	239	239	-	18.126	-	-	18.126				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,80%	5,72%	Al Vencimiento	-	191	191	-	-	25.034	-	25.034				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5,45%	5,38%	Al Vencimiento	374	-	374	-	-	-	25.034	25.034				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5,99%	5,91%	Al Vencimiento	-	240	240	-	-	-	-	32.544				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5,13%	5,06%	Al Vencimiento	542	-	542	-	-	-	-	22.530				
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP_Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4,36%	4,31%	Al Vencimiento	-	269	269	-	-	-	-	27.036				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	11,67%	11,19%	Al Vencimiento	212	-	212	-	13.636	-	-	13.636				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	8,97%	8,68%	Al Vencimiento	330	73.699	74.029	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	9,09%	8,80%	Al Vencimiento	223	-	223	-	-	-	49.113	49.113				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	10,52%	10,13%	Al Vencimiento	515	-	515	-	-	89.161	-	89.161				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	9,63%	9,30%	Al Vencimiento	465	-	465	-	-	-	39.900	39.900				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	9,29%	8,99%	Al Vencimiento	516	-	516	-	45.787	-	-	45.787				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	10,20%	9,83%	Al Vencimiento	975	-	975	71.270	-	-	-	71.270				
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	Al Vencimiento	75	73.703	73.778	-	-	-	-	-				
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	Al Vencimiento	-	5	5	-	-	-	858	858				
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	Semestral	-	3.305	3.305	-	-	-	-	-				
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4,21%	4,00%	Al Vencimiento	-	4.400	4.400	-	-	-	589.223	589.223				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª emissão - 1ª série	Brasil	BRL	5,29%	5,28%	Anual	1.463	-	1.463	-	62.837	61.646	-	124.483				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª emissão - 2ª série	Brasil	BRL	15,24%	15,23%	Al Vencimiento	869	-	869	-	-	-	159.548	159.548				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª emissão	Brasil	BRL	15,77%	15,76%	Anual	1.224	-	1.224	-	-	-	129.755	129.755				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª emissão	Brasil	BRL	9,31%	9,30%	Anual	2.244	-	2.244	-	-	-	103.105	103.105				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 1ª série	Brasil	BRL	6,30%	6,29%	Al Vencimiento	35	1.679	1.714	-	-	-	-	-				
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 2ª série	Brasil	BRL	6,30%	6,29%	Al Vencimiento	35	1.750	1.785	-	-	-	-	-				
<b>Total</b>										<b>55.946</b>	<b>286.826</b>	<b>342.772</b>	<b>286.349</b>	<b>382.932</b>	<b>306.594</b>	<b>774.663</b>	<b>630.333</b>	<b>2.380.871</b>			

### c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

#### - Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	16,60%	Con Garantía	145.567	18.921	164.488	152.634	19.533	19.922	19.758	54.676	266.523
<b>Total</b>				<b>145.567</b>	<b>18.921</b>	<b>164.488</b>	<b>152.634</b>	<b>19.533</b>	<b>19.922</b>	<b>19.758</b>	<b>54.676</b>	<b>266.523</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	14,40%	Con Garantía	6.800	142.081	148.881	142.194	16.963	17.637	17.650	49.281	243.725
<b>Total</b>				<b>6.800</b>	<b>142.081</b>	<b>148.881</b>	<b>142.194</b>	<b>16.963</b>	<b>17.637</b>	<b>17.650</b>	<b>49.281</b>	<b>243.725</b>

#### - Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente					
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.06.2022								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	15,10%	15,09%	Anual	720	12.193	12.913	12.518	12.518	12.518	12.518	35.284	85.356
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	15,08%	15,07%	Anual	1.290	6.376	7.666	6.475	6.475	6.475	6.475	18.398	44.298
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	12,53%	12,58%	Anual	143.557	-	143.557	133.425	-	-	-	-	133.425
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	20,22%	20,21%	Semestral	-	159	159	115	225	428	386	635	1.789
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	20,10%	20,09%	Semestral	-	193	193	101	315	501	379	359	1.655
<b>Total</b>										<b>145.567</b>	<b>18.921</b>	<b>164.488</b>	<b>152.634</b>	<b>19.533</b>	<b>19.922</b>	<b>19.758</b>	<b>54.676</b>	<b>266.523</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente					
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2021								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	14,92%	14,91%	Anual	596	10.663	11.259	10.814	10.814	10.814	10.814	30.931	74.187
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	14,91%	14,90%	Anual	361	5.888	6.249	6.009	6.009	6.009	6.009	17.163	41.219
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	4,94%	4,93%	Anual	5.831	125.080	130.911	125.176	-	-	-	-	125.176
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,64%	18,63%	Semestral	6	200	206	108	49	350	407	716	1.630
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	18,63%	18,62%	Semestral	6	250	256	87	91	464	420	451	1.513
<b>Total</b>										<b>6.800</b>	<b>142.081</b>	<b>148.881</b>	<b>142.194</b>	<b>16.963</b>	<b>17.637</b>	<b>17.650</b>	<b>49.281</b>	<b>243.725</b>

#### - Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de junio de 2022 asciende a MUS\$ 3.313.324 (MUS\$ 3.146.336 al 31 de diciembre de 2021). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente							No Corriente	
									al 30.06.2022							Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (Luz para Todos VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	23	-	23	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	3.773	9.466	13.239	9.566	4.577	5.656	7.394	2.721	29.914
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	14,66%	Mensual	1.288	4.372	5.660	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21,80%	Mensual	1.003	5.619	6.622	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	614	2.073	2.687	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Elektrobras	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	112	336	448	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Santander	Canadá	US\$	10,80%	Al Vencimiento	1.648	-	1.648	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>									<b>8.461</b>	<b>21.866</b>	<b>30.327</b>	<b>9.566</b>	<b>4.577</b>	<b>5.656</b>	<b>7.394</b>	<b>2.721</b>	<b>29.914</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente							No Corriente	
									al 31.12.2021							Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (Luz para Todos VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	64	85	149	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (Luz para Todos VII)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	73	218	291	242	-	-	-	-	242
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	Trimestral	1.434	4.314	5.748	8.235	4.741	4.787	7.394	11.053	36.210
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	7,57%	Mensual	975	7.304	8.279	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	21,68%	Mensual	816	5.020	5.836	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	604	1.729	2.333	761	398	1.860	2.050	1.862	6.931
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Elektrobras	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	105	316	421	160	80	-	-	-	240
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	US\$	0,30%	Anual	13	-	13	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	US\$	0,02%	Anual	-	19	19	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>									<b>4.084</b>	<b>19.005</b>	<b>23.089</b>	<b>9.398</b>	<b>5.219</b>	<b>6.647</b>	<b>9.444</b>	<b>12.915</b>	<b>43.623</b>

d) Deuda de cobertura.

Al 30 de junio de 2022, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 74.313 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$ 74.313 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 3.n).

El movimiento al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2022	2021
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	<b>(7.272)</b>	<b>(8.683)</b>
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	262	(980)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.016	1.601
Diferencias de conversión	(379)	790
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(6.373)</b>	<b>(7.272)</b>

e) Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2022, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 480.888 (MUS\$ 1.119.278 al 31 de diciembre de 2021).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	2,70%	283.665	-	<b>283.665</b>	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	3,71%	163.605	4.949	<b>168.554</b>	68.600	91.702	-	-	-	<b>160.302</b>
Perú	US\$	2,32%	60.470	453	<b>60.923</b>	52.612	16.045	17.936	17.729	115.041	<b>219.363</b>
Colombia	COP	5,17%	32.657	143.301	<b>175.958</b>	67.970	77.050	155.270	162.476	262.354	<b>725.120</b>
Brasil	US\$	2,35%	65.082	134.062	<b>199.144</b>	188.909	344.422	106.343	82.879	152.109	<b>874.662</b>
Brasil	BRL	11,26%	29.659	120.846	<b>150.505</b>	191.153	84.756	81.088	77.495	569.140	<b>1.003.632</b>
Brasil	EUR	2,28%	441	10.041	<b>10.482</b>	12.282	12.036	7.757	7.602	34.965	<b>74.642</b>
<b>Total</b>			<b>635.579</b>	<b>413.652</b>	<b>1.049.231</b>	<b>581.526</b>	<b>626.011</b>	<b>368.394</b>	<b>348.181</b>	<b>1.133.609</b>	<b>3.057.721</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	0,38%	5	-	<b>5</b>	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,28%	1.293	200.052	<b>201.345</b>	37.653	58.427	-	-	-	<b>96.080</b>
Perú	US\$	1,30%	2.611	57.665	<b>60.276</b>	13.877	51.341	13.009	12.882	78.632	<b>169.741</b>
Colombia	COP	2,97%	7.075	156.036	<b>163.111</b>	51.808	48.058	38.699	246.968	117.657	<b>503.190</b>
Brasil	US\$	2,02%	41.603	77.727	<b>119.330</b>	246.664	304.125	206.988	84.277	168.004	<b>1.010.058</b>
Brasil	BRL	8,61%	96.750	106.540	<b>203.290</b>	80.745	163.539	63.860	61.281	477.728	<b>847.153</b>
Brasil	EUR	2,28%	550	9.009	<b>9.559</b>	13.817	13.539	11.035	8.607	49.641	<b>96.639</b>
<b>Total</b>			<b>149.887</b>	<b>607.029</b>	<b>756.916</b>	<b>444.564</b>	<b>639.029</b>	<b>333.591</b>	<b>414.015</b>	<b>891.662</b>	<b>2.722.861</b>

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	6.317	18.950	<b>25.267</b>	25.266	25.266	25.266	609.290	-	<b>685.088</b>
Perú	US\$	6,34%	171	512	<b>683</b>	682	682	682	682	10.398	<b>13.126</b>
Perú	PEN	5,98%	17.607	28.957	<b>46.564</b>	41.367	53.159	73.787	9.227	189.057	<b>366.597</b>
Colombia	COP	11,16%	96.814	270.545	<b>367.359</b>	218.299	158.820	168.766	28.322	278.154	<b>852.361</b>
Brasil	BRL	14,61%	185.396	297.365	<b>482.761</b>	508.711	248.810	302.428	98.277	800.063	<b>1.958.289</b>
<b>Total</b>			<b>306.305</b>	<b>616.329</b>	<b>922.634</b>	<b>794.325</b>	<b>486.737</b>	<b>570.929</b>	<b>745.798</b>	<b>1.277.672</b>	<b>3.875.461</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	51	3.361	<b>3.412</b>	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	5,75%	6.265	18.794	<b>25.059</b>	25.059	25.059	25.059	621.750	-	<b>696.927</b>
Perú	US\$	6,34%	158	474	<b>632</b>	632	632	632	632	10.684	<b>13.212</b>
Perú	PEN	6,02%	4.666	41.905	<b>46.571</b>	55.837	52.073	46.951	34.166	185.393	<b>374.420</b>
Colombia	COP	8,24%	85.917	199.861	<b>285.778</b>	239.807	211.135	217.630	16.894	278.596	<b>964.062</b>
Brasil	BRL	11,57%	61.728	264.363	<b>326.091</b>	306.033	275.037	172.368	227.997	377.920	<b>1.359.355</b>
<b>Total</b>			<b>158.785</b>	<b>528.758</b>	<b>687.543</b>	<b>627.368</b>	<b>563.936</b>	<b>462.640</b>	<b>901.439</b>	<b>852.593</b>	<b>3.407.976</b>

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	US\$	0,25%	3.773	6.212	9.985	9.566	4.577	5.656	7.394	6.792	33.985
Colombia	US\$	10,80%	1.691	-	1.691	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	11,05%	6.106	18.669	24.775	2.085	2.157	2.230	2.302	783	9.557
<b>Total</b>			<b>11.570</b>	<b>24.881</b>	<b>36.451</b>	<b>11.651</b>	<b>6.734</b>	<b>7.886</b>	<b>9.696</b>	<b>7.575</b>	<b>43.542</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	US\$	0,25%	1.435	4.483	5.918	8.235	4.741	4.787	7.394	11.881	37.038
Colombia	US\$	0,16%	13	19	32	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	9,01%	5.842	16.657	22.499	12.406	2.203	2.182	2.243	1.915	20.949
<b>Total</b>			<b>7.290</b>	<b>21.159</b>	<b>28.449</b>	<b>20.641</b>	<b>6.944</b>	<b>6.969</b>	<b>9.637</b>	<b>13.796</b>	<b>57.987</b>

## 21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente		No corriente	
Pasivos por arrendamientos		al 30.06.2022		al 31.12.2021	
Pasivos por arrendamientos		48.225	195.281	60.687	187.891
<b>Total</b>		<b>48.225</b>	<b>195.281</b>	<b>60.687</b>	<b>187.891</b>







## 21.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2022	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2022
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	2	8	10	18	-	-	-	-	18
Perú	US\$	3,43%	3.250	2.606	5.856	2.716	2.668	2.644	2.597	10.362	20.987
Perú	PEN	5,91%	4.078	6.417	10.495	1.907	420	-	-	-	2.327
Colombia	COP	8,39%	2.716	7.741	10.457	10.801	8.404	7.483	7.115	52.966	86.769
Brasil	BRL	11,41%	7.987	24.676	32.663	22.177	17.738	16.817	13.124	173.519	243.375
Panamá	US\$	8,06%	94	852	946	688	666	644	622	8.783	11.403
Guatemala	US\$	8,13%	145	435	580	1.655	1.127	1.089	1.050	8.649	13.570
<b>Total</b>			<b>18.272</b>	<b>42.735</b>	<b>61.007</b>	<b>39.962</b>	<b>31.023</b>	<b>28.677</b>	<b>24.508</b>	<b>254.279</b>	<b>378.449</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	2	6	8	22	11	-	-	-	33
Perú	US\$	3,38%	5.608	7.608	13.216	2.715	2.719	2.659	2.625	11.581	22.299
Perú	PEN	5,25%	3.824	11.237	15.061	2.603	556	88	-	-	3.247
Colombia	COP	8,47%	5.627	7.949	13.576	10.888	8.466	7.589	7.254	59.773	93.970
Brasil	BRL	11,84%	11.414	22.589	34.003	22.917	17.467	15.434	14.662	150.720	221.200
Panamá	US\$	7,78%	80	764	844	674	658	638	618	8.806	11.394
Guatemala	US\$	8,26%	120	362	482	1.710	925	877	827	4.578	8.917
<b>Total</b>			<b>26.675</b>	<b>50.515</b>	<b>77.190</b>	<b>41.529</b>	<b>30.802</b>	<b>27.285</b>	<b>25.986</b>	<b>235.458</b>	<b>361.060</b>

## 22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de 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 Control y Gestión de Riesgos dentro de la 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 38 subcategorías.

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.

### 22.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

**Posición bruta:**

	al 30.06.2022	al 31.12.2021
	%	%
Tasa de interés fija	26%	31%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

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.

Como es de conocimiento público, la LIBOR será descontinuada paulatinamente, con una fecha límite del 30 de junio de 2023, y el consenso de mercado es que ésta sea sustituida por la tasa de referencia SOFR, correspondiente a una tasa libre de riesgos.

El Grupo Enel Américas ha desarrollado un análisis sobre los potenciales impactos de esta reforma, lo que incluye una identificación de los contratos afectados, un análisis de las cláusulas relevantes y un plan de trabajo con el fin de adaptar y actualizar dicha documentación a los nuevos estándares de mercado.

Sin embargo, lo anterior no elimina algunos potenciales riesgos propios del proceso de adaptación a la nueva tasa de referencia, como lo son un posible aumento o disminución de tasa de interés post cambio de tasa de referencia, riesgo relacionado a la disponibilidad de datos de la nueva tasa, riesgo operacional derivado de la necesidad de adaptar nuestros sistemas a la nueva referencia, entre otros.

Al 30 de junio de 2022, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 769 millones de las cuales incluyen provisiones para la transición del LIBOR a una tasa de referencia alternativa.

## 22.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para 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 segundo trimestre de 2022, 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.

### 22.3 Riesgo de commodities

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

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

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

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 segundo trimestre de 2022.

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

Al 30 de junio de 2022, 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 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

### 22.4 Riesgo de liquidez

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

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de junio de 2022, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

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 y derivados financieros ver Notas 20 y 23.

Al 30 de junio de 2022, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.996.520 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 480.888 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.396.253 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.119.278 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional.

## 22.5 Riesgo de crédito

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

### Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, 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 plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. 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 y la resolución 58/2021, a la fecha el gobierno autorizó las actividades de corte con algunas restricciones. 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 01 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 prohibía el corte para clientes de bajos ingresos hasta 31 de diciembre de 2021, dificultando la recuperación de la deuda de este período. En Colombia, de acuerdo con los Decreto 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, en ambos países se mantienen las actividades de corte bajo total normalidad.

La cartera del Grupo ha demostrado, hasta la fecha, resiliencia ante la crisis pandémica mundial. Todo esto gracias a un fortalecimiento de los canales de cobranza digital y una sólida diversificación de clientes comerciales que han tenido una baja exposición a los impactos del COVID.

### 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).

## 22.6 Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

- 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\$ 516.922

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.



## 23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

### 23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.806.686	-	-
Instrumentos derivados	16.835	-	-	54.839
Otros activos de carácter financiero	221.270	75.039	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>238.105</b>	<b>3.881.725</b>	<b>-</b>	<b>54.839</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	34.556	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	555.090	-	-
Instrumentos derivados	37.580	-	-	89.880
Otros activos de carácter financiero	3.528.318	325.137	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>3.565.898</b>	<b>880.227</b>	<b>34.556</b>	<b>89.880</b>
<b>Total</b>	<b>3.804.003</b>	<b>4.761.952</b>	<b>34.556</b>	<b>144.719</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.784.900	-	-
Instrumentos derivados	2.483	-	-	30.206
Otros activos de carácter financiero	156.174	123.167	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>158.657</b>	<b>3.908.067</b>	<b>-</b>	<b>30.206</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.155	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	724.877	-	-
Instrumentos derivados	48.426	-	-	123.479
Otros activos de carácter financiero	3.004.421	294.695	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>3.052.847</b>	<b>1.019.572</b>	<b>2.155</b>	<b>123.479</b>
<b>Total</b>	<b>3.211.504</b>	<b>4.927.639</b>	<b>2.155</b>	<b>153.685</b>

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.609.060	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.354.805	-
Instrumentos derivados	29.587	-	123.694
Otros pasivos de carácter financiero	3.947	48.225	-
<b>Total Corriente</b>	<b>33.534</b>	<b>8.012.090</b>	<b>123.694</b>
Préstamos que devengan interés	-	5.227.468	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.769.892	-
Instrumentos derivados	53.975	-	103.540
Otros pasivos de carácter financiero	-	195.281	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>53.975</b>	<b>9.192.641</b>	<b>103.540</b>
<b>Total</b>	<b>87.509</b>	<b>17.204.731</b>	<b>227.234</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2021		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.181.392	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.806.997	-
Instrumentos derivados	4.457	-	44.788
Otros pasivos de carácter financiero	2.197	60.687	-
<b>Total Corriente</b>	<b>6.654</b>	<b>7.049.076</b>	<b>44.788</b>
Préstamos que devengan interés	-	4.905.270	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.836.795	-
Instrumentos derivados	5.015	-	7.298
Otros pasivos de carácter financiero	-	187.891	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>5.015</b>	<b>8.929.956</b>	<b>7.298</b>
<b>Total</b>	<b>11.669</b>	<b>15.979.032</b>	<b>52.086</b>

## 23.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enel Américas siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- > **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- > **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- > **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

### a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022				al 31.12.2021			
	Activo	Activo	Pasivo	Pasivo	Activo	Activo	Pasivo	Pasivo
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	220	35.770	5.938	7.658	18	18.866	5.369	4.473
Cobertura flujos de caja	220	14.027	-	-	18	4.671	5.369	-
Cobertura de valor razonable	-	21.743	5.938	7.658	-	14.195	-	4.473
Cobertura de tipo de cambio:	71.454	91.690	147.343	149.857	32.671	153.039	43.876	7.840
Cobertura de flujos de caja	71.454	74.256	143.188	140.291	32.671	119.354	43.876	7.314
Cobertura de valor razonable	-	17.434	4.155	9.566	-	33.685	-	526
<b>Total</b>	<b>71.674</b>	<b>127.460</b>	<b>153.281</b>	<b>157.515</b>	<b>32.689</b>	<b>171.905</b>	<b>49.245</b>	<b>12.313</b>

### - Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
			al 30.06.2022	al 31.12.2021
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	8.755	15.450
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(15.254)	(2.463)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(138.791)	118.202
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	16.671	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	-	1.470
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(4.068)	(2.832)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	21.253	12.118
FORWARD	Tipo de cambio	Factoring Masivos	-	8
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(227)	1.083

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable no existen partidas registradas en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021.

## b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022				al 31.12.2021			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	1.283	-	3.947	-	3	-	2.197	-

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, plantas y equipos. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

## c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	Valor Razonable	al 30.06.2022						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>22.394</b>	<b>8.000</b>	<b>63.365</b>	<b>8.000</b>	<b>257.642</b>	<b>8.000</b>	<b>448.735</b>	<b>793.742</b>
Cobertura de flujos de caja	14.247	8.000	63.365	8.000	257.642	8.000	448.735	793.742
Cobertura de valor razonable	8.147	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(134.055)</b>	<b>1.641.056</b>	<b>428.411</b>	<b>802.215</b>	<b>97.498</b>	<b>78.407</b>	<b>134.710</b>	<b>3.182.297</b>
Cobertura de flujos de caja	(137.768)	1.641.056	414.450	693.941	92.689	73.598	110.666	3.026.400
Cobertura de valor razonable	3.713	-	13.961	108.274	4.809	4.809	24.044	155.897
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(2.664)</b>	<b>255.227</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>255.227</b>
<b>Total</b>	<b>(114.325)</b>	<b>1.904.283</b>	<b>491.776</b>	<b>810.215</b>	<b>355.140</b>	<b>86.407</b>	<b>583.445</b>	<b>4.231.266</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	Valor Razonable	al 31.12.2021						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>9.042</b>	<b>8.000</b>	<b>8.000</b>	<b>59.967</b>	<b>8.000</b>	<b>251.830</b>	<b>177.021</b>	<b>512.818</b>
Cobertura de flujos de caja	(680)	8.000	8.000	59.967	8.000	251.830	177.021	512.818
Cobertura de valor razonable	9.722	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>133.994</b>	<b>1.060.472</b>	<b>331.249</b>	<b>669.209</b>	<b>187.668</b>	<b>73.595</b>	<b>125.454</b>	<b>2.447.647</b>
Cobertura de flujos de caja	100.835	1.060.472	319.504	661.977	181.795	69.081	100.629	2.393.458
Cobertura de valor razonable	33.159	-	11.745	7.232	5.873	4.514	24.825	54.189
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(2.194)</b>	<b>289.404</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>289.404</b>
<b>Total</b>	<b>140.842</b>	<b>1.357.876</b>	<b>339.249</b>	<b>729.176</b>	<b>195.668</b>	<b>325.425</b>	<b>302.475</b>	<b>3.249.869</b>

El monto nominal contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

### 23.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 30.06.2022	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
<b>Activos Financieros :</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	159.958	-	159.958	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	39.176	-	39.176	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.283	-	1.283	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	34.556	-	34.556	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.748.306	219.992	3.528.314	-
<b>Total</b>	<b>3.983.279</b>	<b>219.992</b>	<b>3.763.287</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	283.478	-	283.478	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	27.317	-	27.317	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.947	-	3.947	-
<b>Total</b>	<b>314.742</b>	-	<b>314.742</b>	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2021	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
<b>Activos Financieros :</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	156.712	-	156.712	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	47.882	-	47.882	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3	-	3	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	2.155	-	2.155	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.160.593	182.365	2.978.228	-
<b>Total</b>	<b>3.367.345</b>	<b>182.365</b>	<b>3.184.980</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	56.559	-	56.559	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	4.999	-	4.999	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.197	-	2.197	-
<b>Total</b>	<b>63.755</b>	-	<b>63.755</b>	-

## 24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>				
<b>Acreedores comerciales</b>				
Proveedores por compra de energía	864.772	1.175.753	71.293	77.349
Proveedores por compra de combustibles y gas	12.485	9.619	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.260.882	1.484.387	24.732	20.921
Cuentas por pagar por compra de activos	187.144	147.574	-	-
<b>Sub total</b>	<b>2.325.283</b>	<b>2.817.333</b>	<b>96.025</b>	<b>98.270</b>
<b>Otras cuentas por pagar</b>				
Dividendos por pagar a terceros	240.374	43.302	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	799.117	626.696	6.149	14.996
Multas y reclamaciones (2)	24.506	23.109	23.803	37.638
Obligaciones investigación y desarrollo	118.965	112.083	29.988	31.411
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	79.084	60.840	-	210
Cuentas por pagar al personal	147.399	150.627	871	874
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	474.922	411.066	2.430.863	2.252.434
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	419.816	399.238	270.803	170.147
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	63.305	67.351	10.359	65.310
Otras cuentas por pagar	227.643	200.485	16.890	17.777
<b>Sub total</b>	<b>2.595.131</b>	<b>2.094.797</b>	<b>2.789.726</b>	<b>2.590.797</b>
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>4.920.414</b>	<b>4.912.130</b>	<b>2.885.751</b>	<b>2.689.067</b>

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

(1) Al 30 de junio de 2022, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 792.968 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 614.171 al 31 de diciembre de 2021). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 12.298 (MUS\$ 27.521 al 31 de diciembre de 2021) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra subsidiaria Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra subsidiaria Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de junio de 2022, se incluye MUS\$ 29.424 (MUS\$ 31.328 al 31 de diciembre de 2021) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Ver nota 9, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 10 (ii).

(5) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que puso término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986, relacionado con un contrato de fondos firmado dicho año. Este acuerdo se pagará en un periodo de cinco años hasta junio 2023.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, se expone en Anexo 4.

## 25. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021 es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Por reclamaciones legales (*)	151.799	132.850	770.305	698.346
Por desmantelamiento o restauración (**)	23.295	18.736	92.430	95.300
Provisión Medio Ambiente	2.157	720	24.382	440
Otras provisiones	3.946	12.538	14.058	44.733
<b>Total</b>	<b>181.197</b>	<b>164.844</b>	<b>901.175</b>	<b>838.819</b>

(\*) Las principales contingencias se revelan en nota 35.3.

(\*\*) Al 30 de junio de 2022, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de efectos de la filial colombiana Emgesa, para los equipos electrodomésticos de la central Quimbo, con fecha de desmantelamiento 2066 y otros efectos provenientes de empresas de energías renovables de Brasil.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el periodo terminado el 30 de junio de 2022 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo inicial al 01.01.2022</b>	<b>831.196</b>	<b>114.036</b>	<b>58.431</b>	<b>1.003.663</b>
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	114.814	660	18.980	134.454
Provisión Utilizada	(63.541)	(2.465)	(27.591)	(93.597)
Actualización efectos	48.854	1.755	(3.580)	47.029
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	35.815	1.739	(1.697)	35.857
Transferencia P&L	(45.034)	-	-	(45.034)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>90.908</b>	<b>1.689</b>	<b>(13.888)</b>	<b>78.709</b>
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>922.104</b>	<b>115.725</b>	<b>44.543</b>	<b>1.082.372</b>

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>941.051</b>	<b>92.594</b>	<b>20.680</b>	<b>1.054.325</b>
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	100.104	22.773	38.913	161.790
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	437	24.966	4.747	30.150
Provisión Utilizada	(141.022)	(11.771)	-	(152.793)
Actualización efectos	83.700	(179)	119	83.640
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(84.135)	(14.347)	(6.028)	(104.510)
Transferencia P&L	(68.939)	-	-	(68.939)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(109.855)</b>	<b>21.442</b>	<b>37.751</b>	<b>(50.662)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>831.196</b>	<b>114.036</b>	<b>58.431</b>	<b>1.003.663</b>

## 26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

### 26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

#### a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Plan de salud:** De acuerdo a convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y Enel Colombia.

#### b) Otros Beneficios:

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Colombia.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.
- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Enel Colombia.
- **Premios por antigüedad Perú:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores (“sujetos al convenio colectivo”) una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un periodo equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual
- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo a Convenio Colectivo, Enel Colombia otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

#### c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.



## 26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre 2021, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Obligaciones post empleo	3.392.491	3.357.838
(-) Plan de activos (*)	(2.097.025)	(1.962.668)
<b>Total</b>	<b>1.295.466</b>	<b>1.395.170</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (CINIIF 14) (**)	57.987	23.804
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	147.063	4.507
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)</b>	<b>1.500.516</b>	<b>1.423.481</b>

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Planes de Pension	1.404.428	1.323.388
Planes de Salud	72.623	73.080
Otros Planes	23.465	27.013
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>1.500.516</b>	<b>1.423.481</b>

(\*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).

(\*\*) En Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Rio, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 46.946 y MUS\$11.041, respectivamente al 30 de junio de 2022 (MUS\$ 23.804 al 31 de diciembre de 2021 correspondiente a Enel Distribución Ceará). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(\*\*\*) En Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Sao Paulo, de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14, al 30 de junio 2022 quedo en MUS\$7.290 y MUS\$ 139.774 respectivamente (MUS\$4.507 al 31 de diciembre 2021 de Enel Distribución Río) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasileiros y Enel Sao Paulo firmó con Funceps (instituciones de fondos de pensiones que gestionan los planos complementares para los empleados y jubilados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados en los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
<b>Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>	
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.015	2.025	
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	165.564	124.552	
Ingresos por intereses activos del plan	(98.218)	(69.719)	
Costos de Servicios Pasados	13	-	
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.296	516	
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>70.670</b>	<b>57.374</b>	
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	36.673	(326.059)	
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>107.343</b>	<b>(268.685)</b>	

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio 2022 y 31 de diciembre de 2021 es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
<b>Pasivo Actuarial Neto</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>1.624.217</b>
Costo Neto por Intereses	110.577
Costos de los Servicios en el Período	383
Beneficios Pagados en el Período	(5.412)
Aportaciones del Período	(174.315)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(709.016)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	678.492
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	7.213
Cambios del Límite de Activo	9.344
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	4.655
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	1.439
Diferencias de conversión	(119.699)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(5.634)
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>1.423.481</b>
Costo Neto por Intereses	68.642
Costos de los Servicios en el Período	2.015
Beneficios Pagados en el Período	(6.347)
Aportaciones del Período	(106.455)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(177.611)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	35.569
Cambios del Límite de Activo	32.350
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	146.365
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	13
Traspaso del personal	1.721
Diferencias de conversión	80.773
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>1.500.516</b>

(\*) Migración voluntaria de Pensiones al nuevo Plan de Contribución definida en Enel Distribución Sao Paulo efectuado durante el 2020 y 2021.

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 30 de junio 2022 y 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
<b>Valor actuarial de las Obligaciones post empleo</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>3.706.545</b>
Costo del servicio corriente	383
Costo por intereses	248.864
Aportaciones Efectuadas por los participantes	271
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(259.935)
Contribuciones pagadas	(310.442)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	1.439
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(709.016)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	678.492
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>3.357.838</b>
Costo del servicio corriente	2.015
Costo por intereses	165.564
Aportaciones Efectuadas por los participantes	50
Diferencia de conversión de moneda extranjera	211.653
Contribuciones pagadas	(168.752)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	13
Traspaso del personal	1.721
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(177.611)
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>3.392.491</b>

Al 30 de junio de 2022, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,07% a 31 de diciembre de 2021), en un 97,23% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,67% a 31 de diciembre de 2021), en un 2,10% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,61% a 31 de diciembre 2021), en un 0,48% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,51% a 31 de diciembre de 2021), el 0,12% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2021) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de EGP Panamá (0,01% al 31 de diciembre 2021).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
<b>Valor razonable del plan de activos</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>(2.097.081)</b>
Ingresos por intereses	(139.319)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	7.213
Diferencia de conversión de moneda extranjera	141.709
Aportaciones del empleador	(174.315)
Aportaciones pagadas	(271)
Contribuciones pagadas	305.030
Traspaso a Deuda Financiera	(5.634)
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>(1.962.668)</b>
Ingresos por intereses	(98.218)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	35.569
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(127.608)
Aportaciones del empleador	(106.455)
Aportaciones pagadas	(50)
Contribuciones pagadas	162.405
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>(2.097.025)</b>

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Categoría de los Activos del Plan</b>	<b>al 30.06.2022</b>		<b>al 31.12.2021</b>	
Acciones (renta variable)	249.689	11,91%	217.259	14,50%
Activos de renta fija	1.694.855	80,82%	1.441.373	74,22%
Inversiones inmobiliarias	64.872	3,09%	67.610	3,48%
Otros	87.609	4,18%	236.426	7,80%
<b>Total</b>	<b>2.097.025</b>	<b>100%</b>	<b>1.962.668</b>	<b>100%</b>

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará y (ii) Brasileiros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río, Eletra, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás y Funcesp, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasileiros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	<b>al 30.06.2022</b>	<b>al 31.12.2021</b>
Inmuebles	21.292	20.564
<b>Total</b>	<b>21.292</b>	<b>20.564</b>

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Conciliación Techo del Activo</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2021</b>	<b>14.753</b>
Intereses de Activo no reconocidos	1.032
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	9.344
Diferencias de Conversión	(1.325)
<b>Saldo final al 31.12.2021</b>	<b>23.804</b>
Intereses de Activo no reconocidos	1.238
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	32.350
Diferencias de Conversión	595
<b>Saldo final al 30.06.2022</b>	<b>57.987</b>

## 26.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2022 y al 31 de diciembre de 2021:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 30.06.2022
Tasas de descuento utilizadas	6,34%	5,60%	9,98% - 10,29%	9,30% - 9,67%	8,78%	6,94%	50,68% - 51,23%	50,68% - 51,23%	7,75%	5,90%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	4,52% - 5,04%	4,95%	4,95%	43,5% - 56,22%	43,5% - 56,22%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	7,03%	7,03%	6,50%	6,50%	0,29%	0,29%	1,11%	1,11%	5,39%	5,39%

- Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2022 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS\$ 266.631 (MUS\$ 263.184 al 31 de diciembre 2021) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 286.544 (MUS\$ 287.916 al 31 de diciembre 2021) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de junio de 2022, 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 6.124, MUS\$ 5.235 y MUS\$ 5.055, respectivamente.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS\$ 88.007.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 8,12 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	175.571
2	329.529
3	323.515
4	315.908
5	310.409
6 a 10	1.432.675

- Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

Funcaps, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. Enel Distribución Sao Paulo, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El costo del plan de beneficio definido es paritario entre Enel Distribución Sao Paulo y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de Enel Distribución Sao Paulo hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución (las contribuciones pagadas por Enel Distribución Sao Paulo fueron MUS\$ 91.652 al 30 de junio 2022 y MUS\$ 137.917 al 31 de diciembre de 2021).

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de Enel Distribución Sao Paulo. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al periodo del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

## 27. PATRIMONIO

### 27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

#### 27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de junio de 2022 y 2021 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

#### Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 30 de junio de 2022 ascienden a MUS\$ 272 representadas por 1.809.031 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con EGP Américas (ver nota 5).

#### Cambios en el Capital Emitido

##### - Operación de integración societaria de compañías generadoras de energías renovable no convencionales en Centroamérica y Sudamérica (excepto Chile)

Con fecha 18 de diciembre de 2020, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la compañía se aprobó:

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797 (ver Nota 27.5.c.8), relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA (“EGP Américas”) en Enel Américas (la “Fusión”). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de MUS\$ 6.036.421, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedaron íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para tales propósitos, se entregarían 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

Con fecha 1 de abril de 2021 se perfeccionó la Fusión, una vez verificado el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta (ver Nota 5).

A continuación, se detallan los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia del proceso de reorganización societaria antes descrito:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión			
			76.086.311.036
	Número de Acciones	Razón de Intercambio de Acciones	Número de Acciones
<b>Fusión con EGP Américas (1)</b>			
Acciones de Enel Spa	76.086.311.039	0,41	31.195.387.525
<b>Recompra de Acciones (2)</b>			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Américas	(1.809.031)		(1.809.031)
<b>Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión</b>			
			<b>107.219.889.530</b>
Número total de acciones capital emitidos			107.281.698.561
Número total de acciones propias en cartera			(1.809.031)
<b>Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión</b>			
			<b>107.279.889.530</b>

(1) La valoración del aumento de capital por la fusión fue de MUS\$ 6.036.421.

(2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$ 272.

### 27.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
100	Provisorio	25/11/2019	24/01/2020	123.254	0,00162	2019
101	Definitivo	30/04/2020	29/05/2020	683.789	0,00899	2019
102	Provisorio	26/11/2020	29/01/2021	72.992	0,00096	2020
103	Definitivo	29/04/2021	28/05/2021	339.607	0,00317	2020
104	Provisorio	25/11/2021	28/01/2022	93.319	0,00087	2021
105	Definitivo	26/04/2022	31/05/2022	128.939	0,00120	2021

### 27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	Primeros seis meses	
	2022	2021
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(898.525)	(776.965)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	-	39.376
Enel Distribución Perú S.A.	(39.458)	(54.294)
Dock Sud S.A.	(159.214)	(134.242)
Enel Brasil S.A.	(2.670.201)	(2.213.774)
Enel Generación Costanera S.A.	(171.237)	(141.161)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(252.305)	(145.992)
Enel Generación El Chocón S.A.	(447.230)	(401.875)
Enel Perú S.A.	194.300	193.674
Enel Generación Perú S.A.	(208.500)	(219.642)
Enel Generación Piura S.A.	(11.613)	(13.036)
Otros	(104.407)	(87.079)
<b>Total</b>	<b>(4.768.390)</b>	<b>(3.955.010)</b>

(\*) Ver Nota 2.9.



### 27.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

### 27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de junio de 2022, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 250.902 y MUS\$ 372.700, respectivamente.

### 27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 30.06.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	421.804	(4.768.390)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(48.867)	(48.441)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	336	(361)
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	(223.569)	(3.768.365)
<b>Total</b>	<b>(8.735.261)</b>	<b>149.704</b>	<b>(8.585.557)</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 30.06.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	353.286	(3.955.010)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	(3.063)	(12.446)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(692)	(2)	(694)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	(1.064.633)	(3.819.179)
<b>Total</b>	<b>(7.072.917)</b>	<b>(714.412)</b>	<b>(7.787.329)</b>

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
  - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Otras Reservas Varias	2022	2021	
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	
Hiperinflación Argentina (7)	1.438.130	884.224	
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	(13.944)	
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	(1.259.422)	
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(506.370)	-	
Otras reservas varias (11)	(63.300)	(66.578)	
<b>Total</b>	<b>(3.768.365)</b>	<b>(3.819.179)</b>	

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). Para mayor información, ver nota 27.1.1.
- 9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
- 10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Al 30 de junio de 2022, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 506.370 como consecuencia de la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A.S. ESP, Codensa S.A.S.

ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, efecto que fue determinado según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común. La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP. Para mayor información ver nota 2.4.1

11) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

## 27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021 es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras			
		Patrimonio		Resultado	
		al 30.06.2022	al 30.06.2022	al 31.12.2021	Primeros seis meses
			2022	2021	
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	189.015	169.243	15.732	13.387
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	0,00%	-	413.048	19.911	68.603
Enel Colombia S.A. E.S.P.	42,66%	1.380.398	648.228	149.621	116.295
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	131.824	117.080	10.221	7.674
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	87.120	102.212	14.296	11.097
Chinango S.A.C.	33,12%	21.408	19.512	5.257	3.660
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	224.224	194.835	6.982	(37.979)
Enel Generación Costanera S.A.	24,38%	53.617	39.390	9.892	(1.924)
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	55.970	84.731	(8.460)	(5.772)
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	85.425	79.566	(3.232)	(1.041)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	77.613	72.396	(3.054)	(1.042)
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	2.365	3.618	516	238
Enel Fortuna S.A.	49,95%	210.890	242.923	10.088	11.918
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.501	4.276	225	29
Otros		11.345	6.378	(1.208)	855
<b>Total</b>		<b>2.535.715</b>	<b>2.197.436</b>	<b>226.787</b>	<b>185.998</b>

## 28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Ingresos de Actividades Ordinarias	2022	2021	
<b>Ventas de energía</b>	<b>5.668.072</b>	<b>5.271.595</b>	
<b>Generación</b>	<b>1.467.024</b>	<b>1.313.595</b>	
Clientes Regulados	480.611	308.876	
Clientes no Regulados	737.827	524.472	
Ventas de Mercado Spot	247.276	478.678	
Otros Clientes	1.310	1.569	
<b>Distribución</b>	<b>4.201.048</b>	<b>3.958.000</b>	
Residenciales	2.468.951	2.219.237	
Comerciales	1.012.306	809.266	
Industriales	341.171	452.316	
Otros Consumidores	378.620	477.181	
<b>Otras ventas</b>	<b>29.268</b>	<b>21.842</b>	
Ventas de gas	11.003	10.092	
Ventas de otros combustibles	5.883	4.652	
Ventas de productos y servicios	12.382	7.098	
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>1.010.317</b>	<b>815.860</b>	
Peajes y transmisión	849.850	687.317	
Arriendo equipos de medida	55	60	
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	104.274	90.395	
Otras prestaciones	56.138	38.088	
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>6.707.657</b>	<b>6.109.297</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Otros Ingresos	2022	2021 (*)	
Ingresos por contratos de construcción	763.390	473.785	
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil (*)	164.513	91.997	
Otros	111.795	74.532	
<b>Total Otros Ingresos</b>	<b>1.039.698</b>	<b>640.314</b>	

(\*) Ver nota 2.2.c

## 29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Materias primas y consumibles utilizados	2022	2021	
Compras de energía	(2.880.130)	(2.903.437)	
Consumo de combustible	<b>(76.596)</b>	<b>(62.194)</b>	
Gas	(67.346)	(56.724)	
Petróleo	(5.630)	(1.125)	
Carbón	(3.620)	(4.345)	
Gastos de transporte	(566.798)	(545.700)	
Costos por contratos de construcción	(736.766)	(473.785)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(215.182)	(160.337)	
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(4.475.472)</b>	<b>(4.145.453)</b>	

## 30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Gastos por beneficios a los empleados	2022	2021	
Sueldos y salarios	(248.174)	(208.724)	
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(8.152)	(7.260)	
Seguridad social y otras cargas sociales	(136.930)	(110.806)	
Otros gastos de personal	(7.360)	(29.987)	
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(400.616)</b>	<b>(356.777)</b>	

### 31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9

- a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
	2022	2021	
Depreciación	(304.844)	(264.682)	
Amortización	(241.442)	(192.053)	
<b>Total</b>	<b>(546.286)</b>	<b>(456.735)</b>	

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses						
Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)	-	-	-	-	(17.802)	-	(17.802)	-
Propiedad, planta y equipo (ver notas 6.1 y 17)	(77.866)	(51)	-	-	-	-	(77.866)	(51)
<b>Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período</b>	<b>(77.866)</b>	<b>(51)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17.802)</b>	<b>-</b>	<b>(95.668)</b>	<b>(51)</b>
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	1.613	(1.586)	(158.694)	(104.205)	(385)	(209)	(157.466)	(106.000)
Otros activos	(1.001)	(812)	(21.323)	(7.914)	(15.685)	-	(38.009)	(8.726)
<b>Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9</b>	<b>612</b>	<b>(2.398)</b>	<b>(180.017)</b>	<b>(112.119)</b>	<b>(16.070)</b>	<b>(209)</b>	<b>(195.475)</b>	<b>(114.726)</b>

### 32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
Otros gastos por naturaleza	2022	2021
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(360.255)	(248.518)
Gastos administrativos	(54.148)	(58.522)
Reparaciones y conservación	(71.886)	(121.535)
Indemnizaciones y multas	(176)	(645)
Tributos y tasas	(20.411)	(16.061)
Primas de seguros	(27.571)	(25.906)
Arrendamientos y cánones	(435)	(2.775)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(6.795)	(3.960)
Otros suministros y servicios	(79.051)	(67.992)
Gastos de viaje	(3.941)	(887)
Gastos de medio ambiente	(1.021)	(951)
<b>Total</b>	<b>(625.690)</b>	<b>(547.752)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 28 y MUS\$20, respectivamente.

### 33. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Ingresos financieros	2022	2021 (*)	
Efectivo y otros medios equivalentes	66.928	36.491	
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	178	-	
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	41.715	38.185	
Otros ingresos financieros (2)	156.748	42.440	
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>265.569</b>	<b>117.116</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Costos financieros	2022	2021	
<b>Costos Financieros</b>	<b>(783.154)</b>	<b>(447.837)</b>	
Préstamos bancarios	(93.092)	(54.523)	
Obligaciones con el público	(146.124)	(99.277)	
Pasivos por arrendamientos	(8.579)	(4.560)	
Valoración derivados financieros	(137.716)	(15.488)	
Actualización financiera de provisiones (3)	(47.029)	(41.496)	
Gastos financieros activados	25.535	2.803	
Obligación por beneficios post empleo (1)	(68.820)	(55.349)	
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(6.937)	(6.827)	
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(69.998)	(11.876)	
Otros costos financieros (5)	(230.394)	(161.244)	
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>147.020</b>	<b>44.407</b>	
<b>Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)</b>	<b>42.925</b>	<b>65.356</b>	
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(593.209)</b>	<b>(338.074)</b>	
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(327.640)</b>	<b>(220.958)</b>	

(\*) Ver nota 2.2.c

(1) Ver Nota 26.2.c).

(2) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2022, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 106.115 (MUS\$ 12.510 al 30 de junio de 2021), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 4.857 (MUS\$ 5.083 al 30 de junio de 2021), y otros ingresos por MUS\$ 45.776 (MUS\$ 24.847 al 30 de junio de 2021).

(3) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2022, principalmente se incluyen MUS\$ 7.672 (MUS\$ 16.804 al 30 de junio de 2021) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23) y actualización financiera de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS\$ 38.210 (MUS\$ 24.526 al 30 de junio de 2021).

(4) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2022, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 54.677 (MUS\$ 8.501 al 30 de junio de 2021) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 15.321 (MUS\$ 0 al 30 de junio de 2021) (ver nota 11.d).

(5) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2022, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 133.055 (MUS\$ 76.340 al 30 de junio de 2021), Costos bancarios por MUS\$ 15.440 (MUS\$ 8.028 al 30



de junio de 2021), Costo Financiero por MUS\$ 14.288 (MUS\$ 13.628 al 30 de junio de 2021) y Otros por MUS\$ 67.611 (MUS\$ 63.248 al 30 de junio de 2021).

(\*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2022	2021	
Inventario	15.695	13.344	
Otros activos financieros no corrientes	7.682	308	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	290	29	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.349	13.677	
Plusvalía	5.997	5.460	
Propiedades, planta y equipo	618.487	392.562	
Activos por impuestos diferidos	80.744	15.309	
Pasivo por impuestos diferidos	(211.146)	(73.886)	
Patrimonio Total	(419.594)	(314.820)	
Ingresos	(62.047)	(36.540)	
Costos	72.752	31.829	
Resultado financiero	10.766	136	
Otros Gastos Distintos a la operación	(1.944)	(2.567)	
Impuesto Sobre Sociedades	(11)	(434)	
<b>Resultado por Hiperinflación (1)</b>	<b>147.020</b>	<b>44.407</b>	
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>147.020</b>	<b>44.407</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2022	2021	
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.454	(26.390)	
Otros activos financieros	70.145	100.146	
Otros activos no financieros	(752)	124.757	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(15.579)	23.003	
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(141.906)	(196.475)	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	120.775	49.512	
Otros pasivos no financieros	4.788	(9.197)	
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>42.925</b>	<b>65.356</b>	

- 1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver Nota 2.9).

## 34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

### 34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

***Segmento de Generación y Transmisión:*** El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cinco segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

#### **Segmento de Generación y Transmisión a informar:**

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú
- Negocio de Generación y Transmisión en Centro América

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Enel Green Power Argentina S.A.; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Fortaleza, Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, Chinango y Enel Green Power Perú S.A.C. y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Green Power Guatemala S.A. y Enel Green Power Panamá S.R.L.

***Negocio de Distribución:*** El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución :

**Segmento de Distribución a informar:**

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

## 34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>2.015.544</b>	<b>1.940.708</b>	<b>5.651.087</b>	<b>4.934.818</b>	<b>476.044</b>	<b>186.953</b>	<b>8.142.675</b>	<b>7.062.479</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	691.367	764.320	822.682	466.372	482.471	165.561	1.996.520	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	172.944	157.768	135.075	77.710	59.964	76.552	367.983	312.030
Otros activos no financieros, corriente	103.485	142.715	719.384	640.755	52.635	45.290	875.504	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	465.258	468.470	3.297.522	3.216.126	24.860	26.545	3.787.640	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	250.468	220.992	78.123	30.074	(309.545)	(177.307)	19.046	73.759
Inventarios corrientes	131.419	108.127	509.063	429.395	1.660	754	642.142	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	41.565	78.316	78.078	73.866	52.654	49.558	172.297	201.740
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	159.038	-	11.160	520	111.345	-	281.543	520
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>11.350.637</b>	<b>10.275.479</b>	<b>17.455.137</b>	<b>16.146.273</b>	<b>924.103</b>	<b>1.474.707</b>	<b>29.729.877</b>	<b>27.896.459</b>
Otros activos financieros no corrientes	516.341	506.387	3.458.370	2.911.429	40.760	55.360	4.015.471	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	132.477	125.676	3.166.593	3.013.019	5.919	6.726	3.304.989	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	219.118	244.390	316.538	467.016	19.122	13.445	554.778	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	51.815	53.410	22	26	(51.525)	(53.410)	312	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.038.638	402.308	3.836	13.748	(1.039.578)	(413.687)	2.896	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	422.887	409.293	4.516.423	4.205.651	159.716	141.326	5.099.026	4.756.270
Plusvalía	3.969	3.833	-	-	1.529.738	1.466.392	1.533.707	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	8.650.761	8.269.946	4.972.408	4.626.574	124.754	101.008	13.747.923	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	7.888	6.272	-	-	7.888	6.272
Activos por derecho de uso	226.231	191.230	126.133	112.756	12.897	23.967	365.261	327.953
Activos por impuestos diferidos	88.400	69.006	886.926	789.782	122.300	133.580	1.097.626	992.368
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>13.366.181</b>	<b>12.216.187</b>	<b>23.106.224</b>	<b>21.081.091</b>	<b>1.400.147</b>	<b>1.661.660</b>	<b>37.872.552</b>	<b>34.958.938</b>

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>2.658.469</b>	<b>1.942.219</b>	<b>7.077.914</b>	<b>6.242.563</b>	<b>(753.673)</b>	<b>(389.248)</b>	<b>8.982.710</b>	<b>7.795.534</b>
Otros pasivos financieros corrientes	439.629	286.850	829.988	753.298	496.671	192.686	1.766.288	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	11.934	21.519	34.367	36.795	1.924	2.373	48.225	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	859.990	966.843	3.990.514	3.767.621	69.910	177.666	4.920.414	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.160.020	419.864	1.812.167	1.342.862	(1.458.694)	(807.019)	1.513.493	955.707
Otras provisiones corrientes	31.919	29.711	149.053	134.918	225	215	181.197	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	42.652	157.031	82.645	22.685	369	3.344	125.666	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	69.274	60.401	179.180	184.384	52.908	41.487	301.362	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	43.051	-	-	-	83.014	-	126.065	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>2.197.296</b>	<b>2.170.984</b>	<b>9.816.971</b>	<b>9.154.908</b>	<b>806.344</b>	<b>807.419</b>	<b>12.820.611</b>	<b>12.133.311</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	1.294.513	1.304.390	3.265.208	2.782.559	825.262	830.634	5.384.983	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	105.720	84.031	78.057	82.232	11.504	21.628	195.281	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	9.403	9.746	2.875.821	2.678.438	527	883	2.885.751	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	87.048	104.447	821.254	998.873	(24.161)	(40.822)	884.141	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	122.655	132.432	777.654	705.375	866	1.012	901.175	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	491.788	443.996	462.724	443.742	(9.581)	(8.338)	944.931	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21.832	25.503	1.476.757	1.395.556	1.927	2.422	1.500.516	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	64.337	66.439	59.496	68.133	-	-	123.833	134.572
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>8.510.416</b>	<b>8.102.984</b>	<b>6.211.339</b>	<b>5.683.620</b>	<b>1.347.476</b>	<b>1.243.489</b>	<b>16.069.231</b>	<b>15.030.093</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>8.510.416</b>	<b>8.102.984</b>	<b>6.211.339</b>	<b>5.683.620</b>	<b>1.347.476</b>	<b>1.243.489</b>	<b>13.533.516</b>	<b>12.832.657</b>
Capital emitido y pagado	5.545.585	5.636.230	3.444.434	2.972.017	6.809.480	7.191.252	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	674.538	1.195.679	(415.116)	(270.485)	6.060.424	4.843.497	6.319.846	5.768.691
Primas de emisión	32.245	337.107	-	46.819	(32.245)	(383.926)	-	-
Acciones propias en cartera	(53)	(50)	-	-	(219)	(222)	(272)	(272)
Otras reservas	2.258.101	934.018	3.182.021	2.935.269	(11.489.964)	(10.407.112)	(8.585.557)	(8.735.261)
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.535.715</b>	<b>2.197.436</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>13.366.181</b>	<b>12.216.187</b>	<b>23.106.224</b>	<b>21.081.091</b>	<b>1.400.147</b>	<b>1.661.660</b>	<b>37.872.552</b>	<b>34.958.938</b>

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>1.945.616</b>	<b>1.769.151</b>	<b>6.125.040</b>	<b>5.387.492</b>	<b>(323.301)</b>	<b>(407.032)</b>	<b>7.747.355</b>	<b>6.749.611</b>
Ingresos de actividades ordinarias	1.916.483	1.744.692	5.219.494	4.777.174	(428.320)	(412.569)	6.707.657	6.109.297
Ventas de energía	1.866.495	1.695.820	4.201.209	3.958.009	(399.632)	(382.234)	5.668.072	5.271.595
Otras ventas	16.005	18.033	13.115	3.772	148	37	29.268	21.842
Otras prestaciones de servicios	33.983	30.839	1.005.170	815.393	(28.836)	(30.372)	1.010.317	815.860
Otros ingresos	29.133	24.459	905.546	610.318	105.019	5.537	1.039.698	640.314
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(665.197)</b>	<b>(774.363)</b>	<b>(4.157.601)</b>	<b>(3.776.051)</b>	<b>347.326</b>	<b>404.961</b>	<b>(4.475.472)</b>	<b>(4.145.453)</b>
Compras de energía	(404.954)	(523.683)	(2.874.188)	(2.759.313)	399.012	379.559	(2.880.130)	(2.903.437)
Consumo de combustible	(69.552)	(62.194)	(7.044)	-	-	-	(76.596)	(62.194)
Gastos de transporte	(150.372)	(136.802)	(447.583)	(439.770)	31.157	30.872	(566.798)	(545.700)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(40.319)	(51.684)	(828.786)	(576.968)	(82.843)	(5.470)	(951.948)	(634.122)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>1.280.419</b>	<b>994.788</b>	<b>1.967.439</b>	<b>1.611.441</b>	<b>24.025</b>	<b>(2.071)</b>	<b>3.271.883</b>	<b>2.604.158</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.163	4.830	106.344	79.788	5.567	-	119.074	84.618
Gastos por beneficios a los empleados	(75.676)	(64.289)	(296.510)	(280.642)	(28.430)	(11.846)	(400.616)	(356.777)
Otros gastos, por naturaleza	(129.261)	(80.930)	(468.679)	(430.697)	(27.750)	(36.125)	(625.690)	(547.752)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>1.082.645</b>	<b>854.399</b>	<b>1.308.594</b>	<b>979.890</b>	<b>(26.588)</b>	<b>(50.042)</b>	<b>2.364.651</b>	<b>1.784.247</b>
Gasto por depreciación y amortización	(185.978)	(150.228)	(357.091)	(305.806)	(3.217)	(701)	(546.286)	(456.735)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(77.866)	(51)	-	-	(17.802)	-	(95.668)	(51)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	612	(2.398)	(180.017)	(112.119)	(16.070)	(209)	(195.475)	(114.726)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>819.413</b>	<b>701.722</b>	<b>771.486</b>	<b>561.965</b>	<b>(63.677)</b>	<b>(50.952)</b>	<b>1.527.222</b>	<b>1.212.735</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(62.179)</b>	<b>(64.014)</b>	<b>(241.376)</b>	<b>(168.550)</b>	<b>(24.085)</b>	<b>11.606</b>	<b>(327.640)</b>	<b>(220.958)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>63.049</b>	<b>44.443</b>	<b>192.811</b>	<b>70.996</b>	<b>9.709</b>	<b>1.677</b>	<b>265.569</b>	<b>117.116</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	43.229	20.144	17.624	10.519	6.075	5.828	66.928	36.491
Otros ingresos financieros	19.820	24.299	175.187	60.477	3.634	(4.151)	198.641	80.625
<b>Costos financieros</b>	<b>(53.469)</b>	<b>(87.614)</b>	<b>(690.535)</b>	<b>(365.997)</b>	<b>(39.150)</b>	<b>5.774</b>	<b>(783.154)</b>	<b>(447.837)</b>
Préstamos bancarios	(45.186)	(10.739)	(44.347)	(42.053)	(3.559)	(1.731)	(93.092)	(54.523)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(55.583)	(29.593)	(78.489)	(57.425)	(12.052)	(146.124)	(99.277)	(99.277)
Otros	47.300	(47.282)	(567.699)	(266.519)	(23.539)	19.764	(543.938)	(294.037)
Resultados por Unidades de Reajuste	(105.454)	(82.854)	263.868	125.913	(11.394)	1.348	147.020	44.407
<b>Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera</b>	<b>33.695</b>	<b>62.011</b>	<b>(7.520)</b>	<b>538</b>	<b>16.750</b>	<b>2.807</b>	<b>42.925</b>	<b>65.356</b>
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	710	465	19	(14)	171	186	900	637
Otras ganancias (pérdidas)	82	21	2.943	226	32	-	3.057	247
Resultado de Otras Inversiones	27	-	947	264	-	-	974	264
Resultados en Ventas de Activos	55	21	1.996	(38)	32	-	2.083	(17)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>758.026</b>	<b>638.194</b>	<b>533.072</b>	<b>393.627</b>	<b>(87.559)</b>	<b>(39.160)</b>	<b>1.203.539</b>	<b>992.661</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(211.355)	(208.059)	(160.956)	(241.893)	(27.777)	1.635	(400.088)	(448.317)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>546.671</b>	<b>430.135</b>	<b>372.116</b>	<b>151.734</b>	<b>(115.336)</b>	<b>(37.525)</b>	<b>803.451</b>	<b>544.344</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>546.671</b>	<b>430.135</b>	<b>372.116</b>	<b>151.734</b>	<b>(115.336)</b>	<b>(37.525)</b>	<b>803.451</b>	<b>544.344</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	546.671	430.135	372.116	151.734	(115.336)	(37.525)	803.451	544.344
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>576.664</b>	<b>358.346</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>226.787</b>	<b>185.998</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	645.200	424.135	1.220.630	275.068	(255.930)	(221)	1.609.900	698.982
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(435.763)	(270.512)	(815.138)	(758.973)	(189.775)	947.175	(1.440.676)	(82.310)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(268.625)	(298.074)	(60.792)	210.014	746.876	(552.113)	417.459	(640.173)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

### 34.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>ACTIVOS</b>																
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	518.747	445.620	698.992	617.133	5.508.817	4.804.124	1.222.079	657.247	608.459	550.690	206.337	290.651	(620.756)	(302.986)	8.142.675	7.062.479
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.605	124.187	78.516	63.620	1.123.849	757.875	377.886	156.714	266.771	140.835	119.893	153.022	-	-	1.996.520	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	34.768	146	181.796	145.102	127.521	89.881	23.388	76.750	295	61	215	90	-	-	367.983	312.030
Otros activos no financieros, corriente	4.446	4.484	22.289	30.526	718.973	655.856	19.726	13.731	103.692	115.248	6.378	8.915	-	-	875.504	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.505	1.585	324.321	312.034	2.866.703	2.822.353	360.168	328.827	169.970	182.201	63.306	64.015	1.667	126	3.787.640	3.711.141
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	438.960	305.735	3.823	1.694	7.581	6.885	183.505	1.662	5.558	4.930	1.141	55.965	(621.522)	(303.112)	19.046	73.759
Inventarios corrientes	-	-	74.505	55.911	408.449	342.555	92.184	76.415	60.094	56.516	6.910	6.879	-	-	642.142	538.276
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.463	9.463	13.742	8.246	137.113	128.719	1.406	2.628	2.079	50.899	8.494	1.765	-	-	172.297	201.740
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	118.628	-	163.816	520	-	-	-	-	(901)	-	281.543	520
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	17.063.888	16.425.543	3.109.717	2.810.065	17.709.671	16.352.912	4.282.150	4.253.624	2.856.250	2.670.200	1.404.703	1.406.373	(16.696.502)	(16.022.258)	29.729.877	27.896.459
Otros activos financieros no corrientes	-	-	30.562	26.194	3.854.067	3.326.017	18.506	6.718	25	12	112.311	114.235	-	-	4.015.471	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	4.306	5.157	663	831	3.197.293	3.041.765	29.670	27.954	37.709	36.068	35.348	33.646	-	-	3.304.989	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28	43	205.393	226.424	331.218	470.304	16.606	20.201	-	-	1.533	7.879	-	-	554.778	724.851
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	463.038	245.049	22	26	-	-	-	-	290	-	-	-	(463.038)	(245.049)	312	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16.592.912	16.172.024	353.554	309.908	116	-	-	118	10.033	10.033	291.628	288.385	(17.245.347)	(16.778.090)	2.896	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	102.794	86.948	4.655.880	4.322.605	154.572	165.571	91.583	82.872	94.197	98.274	-	-	5.099.026	4.756.270
Plusvalía	-	-	-	-	490.797	460.793	27.058	4.709	2.811	2.675	1.158	1.158	1.011.883	1.000.890	1.533.707	1.470.225
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.381.013	2.143.757	4.019.467	3.670.373	3.979.260	3.963.160	2.514.404	2.371.121	853.779	849.117	-	-	13.747.923	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.888	6.272	-	-	-	-	-	-	-	-	7.888	6.272
Activos por derecho de uso	-	-	44	49	131.230	117.760	56.478	60.872	165.336	138.295	12.173	10.977	-	-	365.261	327.953
Activos por impuestos diferidos	3.604	3.270	35.672	15.928	1.021.715	937.023	-	4.321	34.059	29.124	2.576	2.702	-	-	1.097.626	992.368
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	17.582.635	16.871.163	3.808.709	3.427.198	23.218.488	21.157.036	5.504.229	4.910.871	3.464.709	3.220.890	1.611.040	1.697.024	(17.317.258)	(16.325.244)	37.872.552	34.958.938

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>																
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	823.805	130.647	1.201.713	1.010.729	5.030.387	4.979.138	1.696.503	1.026.528	759.008	749.910	90.140	72.238	(620.846)	(173.656)	8.982.710	7.795.534
Otros pasivos financieros corrientes	304.292	9.914	9.837	5.756	756.023	552.177	438.800	372.308	257.336	292.679	-	-	-	-	1.766.288	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	15	14	24.327	23.393	7.161	9.246	16.026	27.366	696	668	-	-	48.225	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	9.066	25.629	1.035.886	866.558	2.775.306	3.230.087	722.774	467.335	332.464	276.187	44.918	22.601	-	23.733	4.920.414	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	509.777	94.134	39.876	38.322	1.148.576	897.617	334.634	27.518	67.942	62.475	33.534	33.030	(620.846)	(197.389)	1.513.493	955.707
Otras provisiones corrientes	54	54	45.864	49.900	88.529	76.248	35.949	30.974	10.801	7.668	-	-	-	-	181.197	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	311	-	32.272	13.882	6.326	13.703	51.787	87.273	24.776	53.643	10.194	14.559	-	-	125.666	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	305	916	37.963	36.297	189.033	185.913	23.600	31.874	49.663	29.892	798	1.380	-	-	301.362	286.272
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	42.267	-	83.798	-	-	-	-	-	-	-	126.065	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	596.456	594.560	647.399	651.831	9.383.146	8.551.717	1.483.621	1.513.850	1.023.949	909.570	149.484	157.224	(463.444)	(245.441)	12.820.611	12.133.311
Otros pasivos financieros no corrientes	591.097	590.081	33.324	36.210	2.889.791	2.525.836	1.215.623	1.213.912	655.148	551.544	-	-	-	-	5.384.983	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	14	24	111.214	99.943	50.032	53.588	21.618	23.212	12.403	11.124	-	-	195.281	187.891
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	37.164	53.914	2.846.665	2.633.688	871	874	1.051	591	-	-	-	-	2.885.751	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	1.260.537	1.203.492	-	-	-	7.804	87.048	96.643	(463.444)	(245.441)	884.141	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	17.108	19.116	762.673	685.669	58.256	74.773	55.555	51.819	7.583	7.442	-	-	901.175	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	3.432	2.057	485.514	459.883	59.307	41.194	87.498	83.284	267.089	251.287	42.091	41.695	-	-	944.931	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.927	2.422	16.389	17.231	1.406.409	1.311.654	71.341	87.419	4.091	4.435	359	320	-	-	1.500.516	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	57.886	65.453	46.550	50.241	-	-	19.397	18.878	-	-	-	-	123.833	134.572
<b>PATRIMONIO NETO</b>	16.162.374	16.145.956	1.959.597	1.764.638	8.804.955	7.626.181	2.322.105	2.370.493	1.681.752	1.561.410	1.371.416	1.467.562	(16.232.968)	(15.906.147)	16.069.231	15.030.093
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	16.162.374	16.145.956	1.959.597	1.764.638	8.804.955	7.626.181	2.322.105	2.370.493	1.681.752	1.561.410	1.371.416	1.467.562	(16.232.968)	(15.906.147)	13.487.251	12.802.289
Capital emitido y pagado	15.811.619	16.512.785	1.842.439	1.733.076	6.909.538	5.830.987	157.464	167.712	1.701.049	1.632.426	1.000.339	997.095	(11.622.949)	(11.074.582)	15.799.499	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.001.009	3.290.142	(1.064.060)	(1.075.881)	521.356	726.440	228.058	843.648	176.872	116.498	308.423	407.820	2.148.188	1.460.024	6.319.846	5.768.691
Primas de emisión	-	-	-	-	571.449	536.514	27.218	380.242	1.558	1.483	-	-	(600.225)	(918.239)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	(272)	-	-	(21.231)	(19.933)	-	-	-	-	-	-	21.231	19.933	(272)	(272)
Otras reservas	(3.649.982)	(3.656.699)	1.181.218	1.107.443	823.843	552.173	1.909.365	978.891	(197.727)	(188.997)	62.654	62.647	(6.179.213)	(5.393.283)	(6.631.822)	(8.765.629)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.581.980	2.227.804
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	17.582.635	16.871.163	3.808.709	3.427.198	23.218.488	21.157.036	5.504.229	4.910.871	3.464.709	3.220.890	1.611.040	1.697.024	(17.317.258)	(16.325.244)	37.872.552	34.958.938

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.





### 34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

#### a) Generación y Transmisión

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>373.938</b>	<b>341.299</b>	<b>710.655</b>	<b>786.002</b>	<b>352.435</b>	<b>187.002</b>	<b>372.433</b>	<b>335.969</b>	<b>206.337</b>	<b>290.651</b>	<b>(254)</b>	<b>(215)</b>	<b>2.015.544</b>	<b>1.940.708</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.907	50.719	303.146	417.963	44.274	62.443	173.147	80.173	119.893	153.022	-	-	691.367	764.320	
Otros activos financieros corrientes	127.063	110.340	27.857	34.053	17.590	13.267	219	18	215	90	-	-	172.944	157.768	
Otros activos no financieros, corriente	7.320	13.328	13.854	34.081	5.782	4.393	69.551	81.998	6.378	8.915	-	-	103.465	142.715	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	103.136	98.619	163.114	156.202	72.498	80.857	63.203	69.769	63.306	64.015	1	8	465.258	468.470	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	15.955	19.263	14.226	117.535	182.546	1.024	36.855	27.428	1.141	55.965	(255)	(223)	250.468	220.992	
Inventarios corrientes	57.930	43.587	10.103	8.613	28.855	23.135	27.621	25.913	6.910	6.879	-	-	131.419	108.127	
Activos por impuestos corrientes, corriente	11.027	5.443	19.317	18.555	890	1.883	1.837	50.670	8.494	1.765	-	-	41.565	78.316	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	159.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159.038	-	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>622.174</b>	<b>618.490</b>	<b>4.652.967</b>	<b>4.292.782</b>	<b>3.066.287</b>	<b>2.438.355</b>	<b>1.604.506</b>	<b>1.519.479</b>	<b>1.404.703</b>	<b>1.406.373</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.350.637</b>	<b>10.275.479</b>	
Otros activos financieros no corrientes	30.557	26.189	372.738	365.845	710	118	25	-	112.311	114.235	-	-	516.341	506.387	
Otros activos no financieros no corrientes	640	782	49.900	46.944	8.880	8.236	37.709	36.068	35.346	33.646	-	-	132.477	125.676	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.084	226.047	7.203	6.515	5.298	3.949	-	-	1.533	7.879	-	-	219.118	244.390	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	6.284	11.199	-	-	-	-	45.531	42.211	-	-	-	-	51.815	53.410	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.285	1.158	57.179	53.658	629.123	2.081	59.423	57.026	291.628	288.385	-	-	1.038.638	402.308	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.144	12.963	218.847	205.812	60.102	63.225	31.597	29.019	94.197	98.274	-	-	422.887	409.233	
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.811	2.675	1.158	1.158	-	-	3.969	3.833	
Propiedades, planta y equipo	335.273	331.081	3.864.712	3.542.071	2.322.596	2.330.673	1.274.401	1.217.004	853.779	849.117	-	-	8.650.761	8.269.946	
Activos por derecho de uso	-	-	55.451	43.822	39.578	30.073	119.029	106.358	12.173	10.977	-	-	226.231	191.230	
Activos por impuestos diferidos	24.907	9.071	26.937	28.115	-	-	33.980	29.118	2.576	2.702	-	-	88.400	69.006	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>996.112</b>	<b>959.789</b>	<b>5.363.622</b>	<b>5.078.784</b>	<b>3.418.722</b>	<b>2.625.357</b>	<b>1.976.939</b>	<b>1.855.448</b>	<b>1.611.040</b>	<b>1.697.024</b>	<b>(254)</b>	<b>(215)</b>	<b>13.366.181</b>	<b>12.216.187</b>	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Generación y Transmisión												
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>192.970</b>	<b>147.137</b>	<b>1.074.002</b>	<b>971.751</b>	<b>819.078</b>	<b>444.371</b>	<b>482.533</b>	<b>306.937</b>	<b>90.140</b>	<b>72.238</b>	<b>(254)</b>	<b>(215)</b>	<b>2.658.469</b>	<b>1.942.219</b>
Otros pasivos financieros corrientes	9.837	5.756	106.836	61.544	262.788	151.919	60.168	67.631	-	-	-	-	439.629	286.850
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	2.890	4.633	3.884	4.974	4.464	11.244	696	668	-	-	11.934	21.519
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62.760	68.361	274.865	594.020	311.823	172.812	165.624	109.049	44.918	22.601	-	-	859.990	966.843
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	96.633	34.873	613.116	280.513	202.139	16.305	214.852	55.358	33.534	33.030	(254)	(215)	1.160.020	419.864
Otras provisiones corrientes	883	6.629	173	163	28.419	20.259	2.444	2.660	-	-	-	-	31.919	29.711
Pasivos por impuestos corrientes	4.549	13.775	6.334	13.672	5.755	67.973	15.820	47.062	10.194	14.559	-	-	42.652	157.031
Otros pasivos no financieros corrientes	18.308	17.743	26.737	17.206	4.270	10.129	19.161	13.943	798	1.380	-	-	69.274	60.401
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	43.051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.051	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>131.819</b>	<b>133.970</b>	<b>841.769</b>	<b>779.011</b>	<b>529.621</b>	<b>614.399</b>	<b>544.603</b>	<b>486.380</b>	<b>149.484</b>	<b>157.224</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.197.296</b>	<b>2.170.984</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	33.324	36.210	703.799	676.689	340.551	419.434	216.839	172.057	-	-	-	-	1.294.513	1.304.390
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	51.546	40.152	35.300	26.329	6.471	6.426	12.403	11.124	-	-	105.720	84.031
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	8.762	9.103	641	643	-	-	-	-	-	-	9.403	9.746
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	7.804	87.048	96.643	-	-	87.048	104.447
Otras provisiones no corrientes	59	54	10.882	8.569	49.013	64.963	55.118	51.404	7.583	7.442	-	-	122.655	132.432
Pasivo por impuestos diferidos	58.648	54.384	56.063	34.870	88.106	83.284	246.880	229.763	42.091	41.695	-	-	491.788	443.996
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	4.153	4.034	-	-	16.010	19.746	1.310	1.403	359	320	-	-	21.832	25.503
Otros pasivos no financieros no corrientes	35.635	39.288	10.717	9.628	-	-	17.985	17.523	-	-	-	-	64.337	66.439
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>671.323</b>	<b>678.682</b>	<b>3.447.851</b>	<b>3.328.022</b>	<b>2.070.023</b>	<b>1.566.587</b>	<b>949.803</b>	<b>1.062.131</b>	<b>1.371.416</b>	<b>1.467.562</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.510.416</b>	<b>8.102.984</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>671.323</b>	<b>678.682</b>	<b>3.447.851</b>	<b>3.328.022</b>	<b>2.070.023</b>	<b>1.566.587</b>	<b>949.803</b>	<b>1.062.131</b>	<b>1.371.416</b>	<b>1.467.562</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.510.416</b>	<b>8.102.984</b>
Capital emitido y pagado	588.605	623.259	2.950.559	2.887.438	157.480	164.398	848.602	964.040	1.000.339	997.095	-	-	5.545.585	5.636.230
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(107.123)	(126.251)	362.041	283.482	27.367	526.401	83.830	104.227	308.423	407.820	-	-	674.538	1.195.679
Primas de emisión	-	-	-	-	28.374	333.423	3.871	3.684	-	-	-	-	32.245	337.107
Acciones propias en cartera	-	-	(53)	(50)	-	-	-	-	-	-	-	-	(53)	(50)
Otras reservas	189.841	181.674	136.304	157.152	1.856.802	542.365	13.500	(9.820)	62.654	62.647	-	-	2.258.101	934.018
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>996.112</b>	<b>959.789</b>	<b>5.363.622</b>	<b>5.078.784</b>	<b>3.418.722</b>	<b>2.625.357</b>	<b>1.976.939</b>	<b>1.855.448</b>	<b>1.611.040</b>	<b>1.697.024</b>	<b>(254)</b>	<b>(215)</b>	<b>13.366.181</b>	<b>12.216.187</b>

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Línea de Negocio															Generación y Transmisión	
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales			
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021		
<b>INGRESOS</b>	<b>104.550</b>	<b>105.883</b>	<b>677.593</b>	<b>729.261</b>	<b>679.878</b>	<b>596.943</b>	<b>341.443</b>	<b>270.001</b>	<b>142.161</b>	<b>67.298</b>	<b>(9)</b>	<b>(235)</b>	<b>1.945.616</b>	<b>1.769.151</b>		
Ingresos de actividades ordinarias	101.292	105.461	661.067	718.065	680.023	592.536	332.011	262.458	142.090	66.172	-	-	1.916.483	1.744.692		
Ventas de energía	100.445	104.672	631.723	690.997	670.637	581.108	323.522	253.698	140.168	65.345	-	-	1.865.495	1.695.820		
Otras ventas	91	146	-	-	9.331	11.305	6.583	6.582	-	-	-	-	16.005	18.033		
Otras prestaciones de servicios	756	643	29.344	27.068	55	123	1.906	2.178	1.922	827	-	-	33.983	30.839		
Otros ingresos	3.258	422	16.526	11.196	(145)	4.407	9.432	7.543	71	1.126	(9)	(235)	29.133	24.459		
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(5.263)</b>	<b>(8.729)</b>	<b>(261.221)</b>	<b>(489.509)</b>	<b>(235.935)</b>	<b>(189.639)</b>	<b>(102.574)</b>	<b>(76.998)</b>	<b>(60.204)</b>	<b>(9.488)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(665.197)</b>	<b>(774.363)</b>		
Compras de energía	(725)	(382)	(194.922)	(443.414)	(135.983)	(65.879)	(22.349)	(9.288)	(50.975)	(4.720)	-	-	(404.954)	(523.683)		
Consumo de combustible	(280)	(801)	(28.285)	(24.395)	(8.964)	(9.297)	(32.023)	(27.701)	-	-	-	-	(69.552)	(62.194)		
Gastos de transporte	(70)	(3.024)	(34.218)	(20.058)	(66.817)	(77.503)	(41.808)	(32.784)	(7.459)	(3.433)	-	-	(150.372)	(136.802)		
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(4.188)	(4.522)	(3.796)	(1.642)	(24.171)	(36.960)	(6.394)	(7.225)	(1.770)	(1.335)	-	-	(40.319)	(51.694)		
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>99.287</b>	<b>97.154</b>	<b>416.372</b>	<b>239.752</b>	<b>443.943</b>	<b>407.304</b>	<b>238.869</b>	<b>193.003</b>	<b>81.957</b>	<b>57.810</b>	<b>(9)</b>	<b>(235)</b>	<b>1.280.419</b>	<b>994.788</b>		
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	189	143	3.462	2.968	2.172	1.407	1.340	312	-	-	-	-	7.163	4.830		
Gastos por beneficios a los empleados	(20.149)	(16.842)	(12.411)	(13.826)	(19.572)	(15.866)	(16.769)	(13.702)	(6.775)	(4.053)	-	-	(75.676)	(64.289)		
Otros gastos, por naturaleza	(17.699)	(16.091)	(46.938)	(20.269)	(27.532)	(19.226)	(26.653)	(21.422)	(10.448)	(4.157)	9	235	(129.261)	(80.930)		
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>61.628</b>	<b>64.364</b>	<b>360.485</b>	<b>208.625</b>	<b>399.011</b>	<b>373.619</b>	<b>196.787</b>	<b>158.191</b>	<b>64.734</b>	<b>48.600</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.082.645</b>	<b>854.399</b>		
Gasto por depreciación y amortización	(35.599)	(47.059)	(66.835)	(30.663)	(34.455)	(34.467)	(29.991)	(29.217)	(19.098)	(8.822)	-	-	(185.978)	(150.228)		
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(77.832)	-	-	-	(34)	(51)	-	-	-	-	(77.866)	(51)		
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(28)	(56)	528	(1.536)	100	(78)	12	33	-	(761)	-	-	612	(2.398)		
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>26.001</b>	<b>17.249</b>	<b>216.346</b>	<b>176.426</b>	<b>364.656</b>	<b>339.074</b>	<b>166.774</b>	<b>128.956</b>	<b>45.636</b>	<b>40.017</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>819.413</b>	<b>701.722</b>		
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(43.326)</b>	<b>(26.562)</b>	<b>20.353</b>	<b>(12.619)</b>	<b>(42.074)</b>	<b>(20.458)</b>	<b>2.853</b>	<b>(3.301)</b>	<b>15</b>	<b>(1.086)</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>(62.179)</b>	<b>(64.014)</b>		
Ingresos financieros	29.635	28.179	21.566	12.713	4.139	1.512	5.446	994	2.263	1.045	-	-	63.049	44.443		
Efectivo y otros medios equivalentes	17.676	16.476	19.508	2.483	5.017	999	998	172	30	14	-	-	43.229	20.144		
Otros ingresos financieros	11.959	11.703	2.058	10.230	(878)	513	4.448	822	2.233	1.031	-	-	19.820	24.299		
Costos financieros	(6.026)	(5.304)	(1.720)	(55.192)	(35.214)	(21.614)	(7.142)	(3.818)	(3.367)	(1.886)	-	-	(53.469)	(87.614)		
Préstamos bancarios	(25)	(118)	(29.327)	(6.675)	(14.029)	(1.247)	(1.805)	(699)	-	-	-	-	(45.186)	(10.739)		
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(11.098)	(9.535)	(43.945)	(19.514)	(540)	(544)	-	-	-	-	(55.583)	(29.993)		
Otros	(6.001)	(5.786)	38.705	(36.982)	22.760	(853)	(4.797)	(1.775)	(3.367)	(1.886)	-	-	47.300	(47.282)		
Resultados por Unidades de Reajuste	(105.454)	(82.854)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(105.454)	(82.854)		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	38.519	34.017	507	29.860	(10.999)	(356)	4.549	(1.277)	1.119	(245)	-	12	33.695	62.011		
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	710	465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	710	465		
Otras ganancias (pérdidas)	27	-	13	-	21	21	-	-	21	-	-	-	82	21		
Resultado de Otras Inversiones	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	-		
Resultados en Ventas de Activos	-	-	13	-	21	21	-	-	21	-	-	-	55	21		
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(16.588)</b>	<b>(8.848)</b>	<b>236.712</b>	<b>163.807</b>	<b>322.603</b>	<b>318.637</b>	<b>169.627</b>	<b>125.655</b>	<b>45.672</b>	<b>38.931</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>758.026</b>	<b>638.194</b>		
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	18.882	(17.502)	(52.805)	(41.660)	(116.688)	(94.988)	(47.987)	(42.281)	(12.757)	(11.628)	-	-	(211.355)	(208.059)		
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>2.294</b>	<b>(26.350)</b>	<b>183.907</b>	<b>122.147</b>	<b>205.915</b>	<b>223.649</b>	<b>121.640</b>	<b>83.374</b>	<b>32.915</b>	<b>27.303</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>546.671</b>	<b>430.135</b>		
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>2.294</b>	<b>(26.350)</b>	<b>183.907</b>	<b>122.147</b>	<b>205.915</b>	<b>223.649</b>	<b>121.640</b>	<b>83.374</b>	<b>32.915</b>	<b>27.303</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>546.671</b>	<b>430.135</b>		

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Línea de Negocio															Generación y Transmisión	
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales			
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	42.846	33.998	132.039	20.602	200.658	224.866	212.903	124.742	56.754	19.907	-	-	645.200	424.135		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(35.267)	8.215	(106.376)	(199.605)	(204.743)	(53.778)	(49.553)	(32.660)	48.221	7.316	(88.045)	-	(435.763)	(270.512)		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.398)	(34.270)	(131.171)	143.303	(8.934)	(267.246)	(75.064)	(132.407)	(138.103)	(7.454)	88.045	-	(268.625)	(298.074)		

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

## b) Distribución

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021	al 30.06.2022	al 31.12.2021
<b>ACTIVOS</b>													
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>308.455</b>	<b>272.122</b>	<b>4.325.760</b>	<b>4.033.868</b>	<b>778.157</b>	<b>420.426</b>	<b>238.715</b>	<b>208.451</b>	-	(49)	<b>5.651.087</b>	<b>4.934.818</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.642	6.404	386.755	310.415	331.908	92.356	93.377	57.197	-	-	822.682	466.372	
Otros activos financieros corrientes	45.521	22.482	83.681	53.501	5.797	1.684	76	43	-	-	135.075	77.710	
Otros activos no financieros, corriente	14.123	17.087	686.562	609.241	13.925	9.295	4.774	5.132	-	-	719.384	640.755	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	221.177	213.415	2.682.152	2.642.513	287.649	247.884	106.544	112.269	-	45	3.297.522	3.216.126	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	417	410	12.265	11.118	63.878	15.407	1.563	3.233	-	(94)	78.123	30.074	
Inventarios corrientes	16.575	12.324	396.781	333.214	63.326	53.280	32.381	30.577	-	-	509.063	429.395	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	77.564	73.866	514	-	-	-	-	-	78.078	73.866	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	11.160	520	-	-	-	-	11.160	520	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>2.130.812</b>	<b>1.887.183</b>	<b>12.160.658</b>	<b>11.210.471</b>	<b>1.820.012</b>	<b>1.811.019</b>	<b>1.343.655</b>	<b>1.237.600</b>	-	-	<b>17.455.137</b>	<b>16.146.273</b>	
Otros activos financieros no corrientes	4	5	3.440.570	2.904.813	17.796	6.599	-	12	-	-	3.458.370	2.911.429	
Otros activos no financieros no corrientes	23	49	3.145.780	2.993.253	20.790	19.717	-	-	-	-	3.166.593	3.013.019	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	309	377	304.921	450.387	11.308	16.252	-	-	-	-	316.538	467.016	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	22	26	-	-	-	-	-	-	-	-	22	26	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	118	135	-	-	3.718	13.613	-	-	-	-	3.836	13.748	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	84.650	73.985	4.280.711	3.978.918	92.835	100.569	58.227	52.179	-	-	4.516.423	4.205.651	
Propiedades, planta y equipo	2.045.642	1.812.557	31.052	28.059	1.656.665	1.632.486	1.239.049	1.153.472	-	-	4.972.408	4.626.574	
Propiedad de inversión	-	-	7.888	6.272	-	-	-	-	-	-	7.888	6.272	
Activos por derecho de uso	44	49	62.882	62.826	16.900	17.944	46.307	31.937	-	-	126.133	112.756	
Activos por impuestos diferidos	-	-	886.854	785.943	-	3.839	72	-	-	-	886.926	789.782	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2.439.267</b>	<b>2.159.305</b>	<b>16.486.418</b>	<b>15.244.339</b>	<b>2.598.169</b>	<b>2.231.445</b>	<b>1.582.370</b>	<b>1.446.051</b>	-	(49)	<b>23.106.224</b>	<b>21.081.091</b>	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	al	al	al	al	al	al	al	al	al	al	al	al	al	
	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021	30.06.2022	31.12.2021
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>1.096.599</b>	<b>902.066</b>	<b>4.878.592</b>	<b>4.474.546</b>	<b>795.466</b>	<b>550.502</b>	<b>307.257</b>	<b>315.498</b>	-	(49)	<b>7.077.914</b>	<b>6.242.563</b>		
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	619.934	463.072	176.012	220.389	34.042	69.837	-	-	<b>829.988</b>	<b>753.298</b>		
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	14	19.513	17.378	3.277	3.281	11.562	16.122	-	-	<b>34.367</b>	<b>36.795</b>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	973.039	797.949	2.440.548	2.538.667	410.796	264.665	166.131	166.340	-	-	<b>3.990.514</b>	<b>3.767.621</b>		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	31.311	42.444	1.600.610	1.249.196	132.496	15.602	47.750	35.669	-	(49)	<b>1.812.167</b>	<b>1.342.862</b>		
Otras provisiones corrientes	44.981	43.269	88.185	75.926	7.530	10.715	8.357	5.008	-	-	<b>149.053</b>	<b>134.918</b>		
Pasivos por impuestos corrientes	27.656	-	-	-	46.033	16.094	8.956	6.591	-	-	<b>82.645</b>	<b>22.685</b>		
Otros pasivos no financieros corrientes	19.597	18.390	109.802	130.307	19.322	19.756	30.459	15.931	-	-	<b>179.180</b>	<b>184.384</b>		
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>539.439</b>	<b>558.266</b>	<b>7.830.842</b>	<b>7.273.663</b>	<b>954.000</b>	<b>887.339</b>	<b>492.690</b>	<b>435.640</b>	-	-	<b>9.816.971</b>	<b>9.154.908</b>		
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.951.827	1.608.594	875.072	794.478	438.309	379.487	-	-	<b>3.265.208</b>	<b>2.782.559</b>		
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14	24	48.164	49.844	14.732	15.578	15.147	16.786	-	-	<b>78.057</b>	<b>82.232</b>		
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	37.164	53.914	2.837.376	2.623.702	230	231	1.051	591	-	-	<b>2.875.821</b>	<b>2.678.438</b>		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	24.161	40.821	797.093	958.052	-	-	-	-	-	-	<b>821.254</b>	<b>998.873</b>		
Otras provisiones no corrientes	17.049	19.063	750.926	676.518	9.243	9.379	436	415	-	-	<b>777.654</b>	<b>705.375</b>		
Pasivo por impuestos diferidos	426.563	405.082	3.215	4.684	(608)	-	33.554	33.976	-	-	<b>462.724</b>	<b>443.742</b>		
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.237	13.197	1.406.408	1.311.655	55.331	67.673	2.781	3.031	-	-	<b>1.476.757</b>	<b>1.395.556</b>		
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.251	26.165	35.833	40.614	-	-	1.412	1.354	-	-	<b>59.496</b>	<b>68.133</b>		
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>803.229</b>	<b>698.973</b>	<b>3.776.984</b>	<b>3.496.130</b>	<b>848.703</b>	<b>793.604</b>	<b>782.423</b>	<b>694.913</b>	-	-	<b>6.211.339</b>	<b>5.683.620</b>		
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>803.229</b>	<b>698.973</b>	<b>3.776.984</b>	<b>3.496.130</b>	<b>848.703</b>	<b>793.604</b>	<b>782.423</b>	<b>694.913</b>	-	-	<b>6.211.339</b>	<b>5.683.620</b>		
Capital emitido y pagado	727.008	652.952	2.577.483	2.182.599	-	3.314	139.943	133.152	-	-	<b>3.444.434</b>	<b>2.972.017</b>		
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(266.965)	(262.208)	(1.038.030)	(758.693)	310.245	248.707	579.634	501.709	-	-	<b>(415.116)</b>	<b>(270.485)</b>		
Primas de emisión	-	-	-	-	-	46.819	-	-	-	-	-	<b>46.819</b>		
Otras reservas	343.186	308.229	2.237.531	2.072.224	538.458	494.764	62.846	60.052	-	-	<b>3.182.021</b>	<b>2.935.269</b>		
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>2.439.267</b>	<b>2.159.305</b>	<b>16.486.418</b>	<b>15.244.339</b>	<b>2.598.169</b>	<b>2.231.445</b>	<b>1.582.370</b>	<b>1.446.051</b>	-	(49)	<b>23.106.224</b>	<b>21.081.091</b>		

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Línea de Negocio	Distribución											
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
<b>INGRESOS</b>	<b>418.426</b>	<b>348.046</b>	<b>4.250.598</b>	<b>3.747.898</b>	<b>950.556</b>	<b>833.943</b>	<b>505.464</b>	<b>457.650</b>	<b>(4)</b>	<b>(45)</b>	<b>6.125.040</b>	<b>5.387.492</b>
Ingresos de actividades ordinarias	410.487	344.555	3.363.984	3.152.226	942.318	824.644	502.705	455.749	-	-	5.219.494	4.777.174
Ventas de energía	388.624	329.783	2.874.243	2.783.260	462.205	413.038	476.137	431.928	-	-	4.201.209	3.958.009
Otras ventas	1.663	1.715	-	-	-	11.154	1.379	298	-	-	13.115	3.772
Otras prestaciones de servicios	20.200	13.057	489.741	368.966	468.959	410.227	26.270	23.143	-	-	1.005.170	815.393
Otros ingresos	7.939	3.491	886.614	595.672	8.238	9.299	2.759	1.901	(4)	(45)	905.546	610.318
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(317.092)</b>	<b>(241.522)</b>	<b>(2.970.441)</b>	<b>(2.743.336)</b>	<b>(534.304)</b>	<b>(485.148)</b>	<b>(335.764)</b>	<b>(306.045)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.157.601)</b>	<b>(3.776.051)</b>
Compras de energía	(292.108)	(224.019)	(1.912.405)	(1.893.632)	(354.197)	(355.075)	(315.478)	(286.587)	-	-	(2.874.188)	(2.759.313)
Consumo de combustible	-	-	52	-	(7.096)	-	-	-	-	-	(7.044)	-
Gastos de transporte	(6.424)	(6.878)	(323.351)	(344.601)	(117.808)	(88.291)	-	-	-	-	(447.583)	(439.770)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(18.560)	(10.625)	(734.737)	(505.103)	(55.203)	(41.782)	(20.286)	(19.458)	-	-	(828.786)	(576.968)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>101.334</b>	<b>106.524</b>	<b>1.280.157</b>	<b>1.004.562</b>	<b>416.252</b>	<b>348.795</b>	<b>169.700</b>	<b>151.605</b>	<b>(4)</b>	<b>(45)</b>	<b>1.967.439</b>	<b>1.611.441</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	28.027	17.914	54.929	41.341	15.156	14.886	8.232	5.647	-	-	106.344	79.788
Gastos por beneficios a los empleados	(85.606)	(65.788)	(159.850)	(163.604)	(32.596)	(34.380)	(18.458)	(16.870)	-	-	(296.510)	(280.642)
Otros gastos, por naturaleza	(76.059)	(56.963)	(323.684)	(300.970)	(42.465)	(49.603)	(26.475)	(23.206)	4	45	(468.679)	(430.697)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(32.304)</b>	<b>1.687</b>	<b>851.552</b>	<b>581.329</b>	<b>356.347</b>	<b>279.698</b>	<b>132.999</b>	<b>117.176</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.308.594</b>	<b>979.890</b>
Gasto por depreciación y amortización	(44.379)	(34.908)	(217.562)	(181.494)	(63.637)	(60.772)	(31.513)	(28.632)	-	-	(357.091)	(305.806)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(8.701)	(10.322)	(155.670)	(93.150)	(10.274)	(5.755)	(5.372)	(2.892)	-	-	(180.017)	(112.119)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(85.384)</b>	<b>(43.543)</b>	<b>478.320</b>	<b>306.685</b>	<b>282.436</b>	<b>213.171</b>	<b>96.114</b>	<b>85.652</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>771.486</b>	<b>561.965</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>116.283</b>	<b>16.794</b>	<b>(311.084)</b>	<b>(146.214)</b>	<b>(38.295)</b>	<b>(26.279)</b>	<b>(8.280)</b>	<b>(12.851)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(241.376)</b>	<b>(168.550)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>10.334</b>	<b>9.962</b>	<b>170.475</b>	<b>53.990</b>	<b>7.871</b>	<b>5.031</b>	<b>4.131</b>	<b>2.013</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>192.811</b>	<b>70.996</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	6.397	7.013	10.107	1.558	371	1.920	749	28	-	-	17.624	10.519
Otros ingresos financieros	3.937	2.949	160.368	52.432	7.500	3.111	3.382	1.985	-	-	175.187	60.477
<b>Costos financieros</b>	<b>(155.955)</b>	<b>(114.962)</b>	<b>(478.569)</b>	<b>(209.031)</b>	<b>(41.742)</b>	<b>(29.322)</b>	<b>(14.269)</b>	<b>(12.682)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(690.535)</b>	<b>(365.997)</b>
Préstamos bancarios	(6)	(340)	(37.918)	(36.055)	(3.505)	(3.671)	(2.918)	(1.987)	-	-	(44.347)	(42.053)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(61.490)	(28.303)	(7.537)	(19.209)	(9.462)	(9.913)	-	-	(78.489)	(57.425)
Otros	(155.949)	(114.622)	(379.161)	(144.673)	(30.700)	(6.442)	(1.889)	(782)	-	-	(567.699)	(266.519)
Resultados por Unidades de Reajuste	263.868	125.913	-	-	-	-	-	-	-	-	263.868	125.913
<b>Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera</b>	<b>(1.964)</b>	<b>(4.119)</b>	<b>(2.990)</b>	<b>8.827</b>	<b>(4.424)</b>	<b>(1.988)</b>	<b>1.858</b>	<b>(2.182)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.520)</b>	<b>538</b>
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	19	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	19	(14)
<b>Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.941</b>	<b>225</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.943</b>	<b>226</b>
Resultado de Otras Inversiones	-	-	947	264	-	-	-	-	-	-	947	264
Resultados en Ventas de Activos	-	-	1.994	(39)	-	-	2	1	-	-	1.996	(38)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>30.918</b>	<b>(26.763)</b>	<b>170.177</b>	<b>160.696</b>	<b>244.141</b>	<b>186.892</b>	<b>87.836</b>	<b>72.802</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>533.072</b>	<b>393.627</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(5.937)	(106.691)	(43.146)	(54.141)	(84.698)	(53.809)	(27.175)	(27.252)	-	-	(160.956)	(241.893)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>24.981</b>	<b>(133.454)</b>	<b>127.031</b>	<b>106.555</b>	<b>159.443</b>	<b>133.083</b>	<b>60.661</b>	<b>45.550</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>372.116</b>	<b>151.734</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>24.981</b>	<b>(133.454)</b>	<b>127.031</b>	<b>106.555</b>	<b>159.443</b>	<b>133.083</b>	<b>60.661</b>	<b>45.550</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>372.116</b>	<b>151.734</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Línea de Negocio	Distribución											
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	139.231	107.630	587.570	(178.055)	351.653	214.305	142.176	131.188	-	-	1.220.630	275.068
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(108.188)	(79.403)	(615.697)	(415.589)	(9.820)	(184.075)	(81.433)	(79.906)	-	-	(815.138)	(758.973)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(24.249)	(27.949)	85.860	320.439	(95.951)	(44.094)	(26.452)	(38.382)	-	-	(60.792)	210.014

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

### 35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

#### 35.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente		
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	22.008	US\$	43.155	41.953
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	4.043	US\$	1.447	2.099
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	11.515	US\$	57.472	59.626
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	22.127	US\$	19.431	26.096
Varios Acreedores	EGP Brasil	Acreedor	Varios	Escrow Account	US\$	536.541	US\$	394.084	321.352
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	44.781	US\$	2.003	8.638
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.450	US\$	10.406	16.520
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	1.921	US\$	1.233	2.221

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, el monto de las propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 101.160 y MUS\$ 85.317, respectivamente (ver Nota 17.c.ii).

Al 30 de junio de 2022, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 75.710.709 (MUS\$ 68.628.702 al 31 de diciembre de 2021).



## 35.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación			al 30.06.2022	al 31.12.2021
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	50.329	55.893
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	242.504	267.394
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	-	74.137
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	39.144	39.458
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	37.034	37.115
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	22.195	22.249
Prestamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	6.817	9.927
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	48.763	49.336
Bonos	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	276.824	256.055
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Enel Brasil	Aval	US\$	31.295	31.363
Prestamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	EGP Brasil	Aval	US\$	13.700	13.344

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación			al 30.06.2022	al 31.12.2021
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	48.039	51.014
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	50.000	53.096
Prestamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER (BRASIL) S.A.	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	42.970	45.631
Prestamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Brasil	Enel SPA	Aval	US\$	44.723	47.493
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	EGP Brasil	Aval	US\$	14.223	13.865
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	EGP Brasil	Aval	US\$	3.331	3.247
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	EGP Brasil	Aval	US\$	14.247	13.888
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	EGP Brasil	Aval	US\$	14.315	13.954
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.649	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	11.193	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Enel SPA	Aval	US\$	21.938	26.951
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	17.475	18.673
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	16.790	17.941
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Enel SPA	Aval	US\$	32.908	40.427
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.649	12.448
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	11.193	11.960
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Enel SPA	Aval	US\$	21.938	26.951
Prestamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	EGP Brasil	Aval	US\$	13.734	13.377
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	84.544	88.970
Prestamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	46.265	48.469
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 450839	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	8.026	-
Prestamo Bancario	PERG EIB LC ID 450841	Junio 2036	European Investment Bank	EGP Perú	Enel SPA	Aval	US\$	2.008	-
<b>Total</b>								<b>1.311.763</b>	<b>1.429.034</b>

(\*) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

### 35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas (Sociedad Matriz):

1. El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional. Con fecha 1 de abril 2022, la Corte Suprema otorgó la suspensión del Cobro de impuestos por un período de noventa días. El juicio se encuentra a la espera de la resolución de un recurso de casación en el fondo. Cuantía M\$9.549.088 (MU\$10.193).

b) Juicios pendientes en subsidiarias:

**Argentina:**

**Edesur S.A.**

2. Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios del incumplimiento de las obras concernientes al “Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público” (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. Los daños se corresponden a los costos de la ejecución de las obras y penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado. Cuantía: MARS\$3.100.000 (MUS\$24.757).

**Brasil:**

**Enel Brasil**

3. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La compañía presentó recurso a la segunda instancia, pero fue desfavorable. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 365.000 (MUS\$69.797).

**Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o “Coelce”)**

4. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el

proceso. Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra la decisión a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

5. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al Supremo Tribunal Federal - STF en razón de irregularidades procesales (cláusula de reserva plenaria - Constitución Federal), que fue acogida definitivamente por el tribunal. STF ha anulado la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (Enel Distribuição Ceará) y la demanda volverá al Tribunal Superior del Trabajo para el juzgamiento del recurso de Enel por el plenario del tribunal. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
6. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.
  - (i) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia y (ii) -Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de revisión de los montos cobrados a Coelce). Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en las dos demandas es de MBRL 409.893 (MUS\$78.381).
  - (III) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 245.882 (MUS\$47.019).
  - (IV) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 213.583 (MUS\$40.842).
7. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 152.487 (MUS\$29.159).
8. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energia e Serviços) y Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 2 de diciembre de 2021, las dos sociedades de ENEL han presentado sus defensas y el 24 de febrero de 2022 la Endicon presentó réplica. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 239.614 (MUS\$45.820).

9. Fueron presentadas 6 demandas por diferentes instituciones contra Resolución Ratificativa N° 3.026, que autorizó el reajuste tarifario anual del servicio de distribución de energía eléctrica prestado por Enel Distribución Ceará en el porcentaje promedio del 24,85%, alegando su nulidad. Todas las acciones alegan que el índice es abusivo por su propio valor y por el contexto de la pandemia. El 21 de junio de 2022 el juez decidió por no conceder la medida cautelar solicitada, determinando la agrupación de las acciones. El monto involucrado en las demandas es indeterminado.
10. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al período de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MBRL 257.305 (MUS\$49.203).
11. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 225.141 (MUS\$43.052).
12. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará para exigir ICMS sobre el subsidio pagado por el Gobierno Federal a Enel Ceará (y todos los distribuidores en Brasil) por descuentos regulatorios aplicados a ciertos consumidores, como productores rurales y otros para los años de 2015 y 2016. En enero de 2022, la Compañía recibió dos nuevas actas del año de 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL 193.503 (MUS\$37.002).

#### **Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)**

13. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel Distribución Goiás afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).
  - Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 784.840 (MUS\$150.080).
  - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 419.3328 (MUS\$80.186).
  - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 396.609 (MUS\$75.841).
  - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 175.485 (MUS\$33.557).
14. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (writ of mandamus) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación con las demandas garantizadas por las leyes N.º 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El 9 de noviembre de 2021 se

dictó decisión sumaria y rechazó el incidente de inconstitucionalidad. La demanda regresó para juzgamiento de la clase ordinaria del tribunal No hay decisión de mérito. La cuantía de este juicio es indeterminada.

15. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.º 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.468 ha revocado integralmente la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.
16. Demanda presentada por el Sindicato que representa a 1.715 empleados y cuestiona la naturaleza jurídica de la "ayuda alimentaria". La discusión legal es sobre la inclusión de este beneficio en la remuneración de los empleados que la recibieran antes de la adhesión de la Compañía al PAT (Programa de Alimentos para Trabajadores), en 2008. Se dictó una sentencia condenándose a la Compañía al pago de la diferencia (integración de la ayuda alimentaria a remuneración de los empleados anteriores al 7 de mayo de 2008). La apelación de Enel fue rechazada por Tribunal Regional del Trabajo de la 18ª Región (Goiás). Enel ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que fue preliminarmente rechazado. Enel ha presentado embargos de aclaración en contra de la decisión, que ha sido rechazado por el tribunal y la decisión quedó firme. Enel presentó una acción rescisoria (ação rescisória) para anular la decisión del tribunal. que aún está pendiente de juicio en el TRT. Al 30 de junio de 2022, el monto (estimado) involucrado en el proceso fue de MBRL 235.618 (MUS\$ 45.055).
17. El Ministerio Público de Goiás interpuso Acción Civil Pública por Acto de Improbidad Administrativa contra el ex gobernador del Estado de Goiás, Sr. Marconi Perilo y Enel Distribuição Goiás. En caso de decisión desfavorable, la empresa deberá reembolsar al Estado la pérdida alegada y demás sanciones legales, presentando una demanda contra Enel por valor de MBRL239.188(MUSD 45.739). El proceso se encuentra en su fase inicial, y el 15 de febrero de 2022 el Ministerio Público solicitó la suspensión del proceso por un año.
18. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Goiás tomó conocimiento en Marzo/2021 y Enel Distribución Rio en septiembre de 2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo y para Enel Distribución Rio, mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará y para Enel Distribución Goiás la acción fue presentada en 2003).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Rio reconocieron activos por MBRL 5.448.426 (MUS\$1.041.870), MBRL 915.098 (MUS\$174.989), MBRL 2.888.356 (MUS\$552.323) y MBRL 3.104.071 (MUS\$593.573), respectivamente, a junio 2022.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El 28 de junio de 2022 se publicó la Ley 14.385/2022 para regular la devolución a los consumidores de los montos de los impuestos recaudados en exceso por los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, tales como los resultantes de la exclusión del ICMS de la base de cálculo del PIS y COFINS.

Enel Distribución Sao Paulo, la compañía tiene 2 acciones judiciales (periodo de diciembre 2003 hasta diciembre 2014 y enero 2015 adelante) y la Unión Federal interpuso una acción rescisoria contra el segundo litigio, por entender que parte del plazo (período anterior a marzo de 2017) estaría alcanzado por la modulación de los efectos de la sentencia del Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) en el asunto de repercusión general. En mayo de 2022, la Sociedad presentó su defensa en el sentido de que la segunda accione solo reforzó el derecho reconocido en la primera accione. Se espera sentencia. Además, es importante señalar que, como se mencionó anteriormente, la Compañía en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, ha reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos.

19. Demanda presentada por el Sindicato que representa 1.685 empleados y cuestiona diferencia de horas extras em descanso. El proceso se encuentra en revisión de contingencia. El 30 de junio de 2022 la cuantía total involucrada es de MBRL 1.013.967 (MUS\$193.895).

#### **Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)**

20. CIBRAN ha presentado una demanda en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994. La justicia ha rechazado otra demanda presentada por CIBRAN por fallos semejantes ocurridas entre 1995 y 1999. Con fecha 13 de mayo de 2022, se dictó decisión rechazando el recurso de CIBRAN. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 681.480 (MUS\$ 130.315).
21. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 62.384 (MUS\$ 11.929).

22. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energia e Serviços) y Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL 171.470 (MUS\$32.789).
23. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. Actualmente, una acción rescisoria presentada por Enel está pendiente de juzgamiento en el Tribunal Superior del Trabajo. En paralelo, 910 exempleados empezaron con /566 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 131.548 (MUS\$25.155).
24. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL 1.356.981 (MUS\$259.487).
25. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL135.728 (MUS\$25.954).

#### **Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)**

26. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 1.393.122 (MUS\$266.398).
27. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
28. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 11 de febrero de 2021 TRT ha aceptado en recurso y rechazado todas las reclamaciones. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.



29. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. Cuantía del litigio: MBRL 165.372 (MUS\$31.623).
30. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. La Compañía efectuó un depósito judicial y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MBRL 248.672 (MUS\$47.552).
31. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. La Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MBRL 235.882 (MUS\$45.106).
32. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Cuantía del litigio: MBRL 178.614 (MUS\$34.155).
33. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). Cuantía del litigio: MBRL 166.886 (MUS\$31.913).
34. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MBRL 158.881 (MUS\$ 30.382).
35. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La cuantía involucrada es de MBRL 677.629 (MUS\$129.579).
36. Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. Enel SP presentó otra garantía con el fin de discutir otras 2 deudas relacionadas con el mismo tema que la empresa está a la espera de las actas de cobro. La cuantía del litigio: MBRL 205.589 (MUS\$39.314).

37. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 160.491 (MU\$30.690).
38. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. En 31 de diciembre de 2021, la Enel-SP se encuentra a la espera de la aprobación de la conversión. Los montos involucrados en el tema están depositados judicialmente y serán convertidos para el Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MBRL 166.184 (MUS\$31.778).
39. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). Cuantía del litigio: MBRL 193.739 (MUS\$37.048).
40. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales y dos procesos administrativos que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 198.544 (MUS\$37.966).
41. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. En 2020, la Compañía recibió dos Actas más de Infracción glosando créditos de las dichas contribuciones, aprovechados de agosto de 2016 a diciembre de 2018. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MBRL 263.450 (MU\$50.378).
42. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2017, 2018 y 2019, debido a que la compañía presuntamente dedujo determinados montos. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. La Compañía presentó su descargo en el proceso administrativo y aguarda decisión. Cuantía del litigio: MBRL 725.615 (MU\$138.755).
43. Socrel – Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda. ha presentado una acción contra Enel Distribución SP en la cual exige una indemnización por cuenta de la rescisión de 11 contratos. Alega que una sucesión de hechos ocurridos tanto en los contratos, se han materializado con la terminación de los mismos, por lo que reclama indemnización por daños. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 167.241 (MUS\$31.980).

#### **Enel Cien S.A.**

44. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis

energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

-Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.

-Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la demanda era de MBRL647.057 (MUS\$123.732).

## **Colombia:**

### **Enel Colombia (Ex Emgesa)**

45. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción de protección a derechos colectivos. Estimamos que se profiera fallo en 2025.
46. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se. Con fecha 8 de abril de 2022, se dictó fallo en contra y se presentó un recurso de apelación ante el Consejo del Estado. Se espera fallo en segunda instancia para el año 2027. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

## **Costa Rica**

### **P.H. Chucás S.A.**

47. Procedimiento de arbitraje bajo ley costarricense tramitado en la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) contra el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con el fin de obtener el reconocimiento de los mayores costos incurridos para la construcción de la planta Chucás y reconocimiento de la ampliación del plazo para concluir la construcción de la obra para dejar sin efectos la cancelación de la multa impuesta por el ICE por un presunto retraso en la finalización de las obras. Actualmente el proceso arbitral se encuentra suspendido. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado es de US\$362 millones.

### **Enel Green Power Costa Rica S.A. y Enel Colombia S.A.:**

48. En fecha 30 de septiembre de 2021, ante el bloqueo sistemático de alternativas por parte de entidades costarricenses, y ante la ausencia de soluciones y acciones concretas por parte del Gobierno de Costa Rica que permitan la reanudación operativa de los proyectos Hidroeléctricos P.H Don Pedro y P.H. Rio Volcán, Enel Colombia S.A. y Enel Green Power Costa Rica S.A. presentaron Solicitud de Arbitraje ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") contra el Gobierno de la República de Costa Rica, en

violación de las disposiciones del TRATADO en materia de (i) expropiación (Artículo 6 del TRATADO) y (ii) tratamiento justo y equitativo (Artículo 4 del TRATADO).

En fecha 13 de octubre del 2021, el CIADI ha registrado formal y oficialmente la Solicitud de Arbitraje. Cada parte ha designado a uno de los miembros del Tribunal Arbitral y se encuentran en proceso de seleccionar al Presidente.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 116.493 al 30 de junio de 2022 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

### 35.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos que exigen su cumplimiento.

#### Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default las cuales se detallan a continuación:

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de Crédito	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$30 millones en una deuda individual.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-



## Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Las deudas de las filiales de Enel Américas incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato.

Restricciones financieras	Enel Distribución Perú	Enel Generación Perú	Enel Distribución Río	Enel Distribución Río
Tipo instrumento con restricción	Bonos IV Programa	Bono III Programa	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento Neto a Patrimonio Neto inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreeedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: PEP70101M498; PEP70101M506; PEP70101M514; PEP70101M522; PEP70101M530	ISIN: PEP70051M198; PEP70051M354	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Anual	Anual
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	La suma del Total de Pasivos menos Caja dividido por el Patrimonio Neto.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por Patrimonio Neto Consolidado.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,96	0,03	(0,01)	(0,00)
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Total de Pasivos; Pasivos Diferidos; Caja; Patrimonio Neto	Deuda Financiera; Caja; Patrimonio Neto Consolidado	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS077; BRCOCEDBS085; BRCOCEDBS0A3; BRCOCEDBS0B1; BRCOCEDBS0C9; BRCOCEDBS0D7	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Anual	Anual
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,24	2,26	1,01	0,28
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio





Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 23ra Emisiones	Bonos 24ta, 25ta y 26ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	BNP Paribas, MUFG, Scotiabank y 7ta Nota Promisoria	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: BREPLDDBS0V6; BREPLDDBS001	ISIN: BREPLDDBS0X2; BREPLDDBS0Y0; BREPLDDBS100		
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado menos Gastos de Arrendamientos Financieros	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	1,26	1,25	1,25	1,99
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA; Arrendamientos Financieros	Deuda Financiera, Caja, EBITDA;	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de junio de 2022, Enel Américas se encontraba en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, así como de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

### 35.5 Contingencia por COVID-19

El Grupo continúa monitoreando de cerca la evolución de COVID-19 y todos los esfuerzos de la Compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores.

Por otra parte, la Compañía mantiene un seguimiento estrecho de las potenciales implicancias de COVID-19 en las áreas de interés en los países en los que operamos, con el fin de evaluar, sobre la base de circunstancias comerciales específicas y de la disponibilidad de información fiable, la relevancia de la pandemia en la posición financiera y en el rendimiento económico del Grupo. Los principales riesgos identificados están relacionados con las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar (ver notas 3.g.3 y 10.c).

En este sentido, cabe señalar que los datos reportados en el primer semestre de 2022 no se ven afectados significativamente por los efectos de la pandemia de COVID-19.

### 35.6 Otras informaciones

#### **(i) Enel Generación Costanera S.A. - Enel Generación El Chocón S.A. - Central Dock Sud S.A.**

##### **Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM “FONINMEM”**

El 7 de enero de 2020 y 10 febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en Operación Comercial de la Central Térmica Manuel de Belgrano (TMB) y de la Central Térmica San Martín (TJSM), respectivamente, finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados oportunamente entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA. Asimismo, en las fechas indicadas, finalizaron los respectivos Contratos de Fideicomiso y los Contratos para la Operación y Gestión del Mantenimiento (COyM) de ambas Centrales. TMB y TJSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentra la Sociedad como sociedad garante) deben llevar a cabo los actos societarios necesarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas compañías. La participación que le corresponde al Estado Nacional es una cuestión controvertida, dado que el Estado reclama un mayor porcentaje de participación accionaria sobre ambas Termoeléctricas. A fin de asegurar la operación y mantenimiento de las Centrales, se ha logrado prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los pasados 7 y 9 de enero de 2020, respectivamente, las prórrogas correspondientes.

Los días 4 y 8 de mayo de 2020 se llevaron a cabo las asambleas extraordinarias de TMB y de TSM, respectivamente, en las que se resolvió aumentar el capital social a los fines de que el Estado Nacional pueda suscribir el aumento y, de esta forma, pase a ser titular del 65,006% y del 68,826 % de las acciones de TMB y de TSM, respectivamente, dando así cumplimiento en tiempo y forma con la condición suspensiva establecida en los artículos 1.01 y 7.03 de los Contratos de Fideicomiso. Sin perjuicio de lo anterior, nuestras subsidiarias de generación y el resto de los accionistas que participaron de las asambleas, ratificaron la solicitud -de fecha 22 de abril de 2020- dirigida al Ministerio de Desarrollo Productivo por nuestras subsidiarias junto a otros accionistas de TMB y de TSM, para la implementación del esquema de concentración accionaria previsto en el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de

la Generación 2008-2011", y formularon reserva de las acciones de daños y perjuicios en el caso de no ser acogida dicha solicitud.

Durante el mes de noviembre de 2020, BICE en su calidad de fiduciario dio por cumplida la condición suspensiva referida en el párrafo anterior, por haber sido realizados válidamente los actos societarios para que se produzca el ingreso del Estado Nacional al capital de TMB y TSM. Como consecuencia de lo anterior, las participaciones del Grupo se redujeron desde un 25,6% a un 8,59% en el caso de Central Térmica Manuel Belgrano y de un 25,6% a un 7,7% en Central Térmica San Martín.

Finalmente, el 18 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía comunicó a TMB y a TSM la suscripción, en representación del Estado Nacional, de las acciones resultantes del aumento de capital de ambas compañías. Consecuentemente, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TSM. Al 30 de junio de 2022 no hay novedades al respecto.

### **Central Vuelta Obligado (VOSA)**

Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA), por hasta 778,884 MW (potencia neta). El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 30 de junio de 2022 las Sociedades han cobrado 50 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de junio de 2022 asciende a MUS\$ 248.953 (MUS\$ 270.945 al 31 de diciembre de 2021). El desglose por compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS\$ 166.769 (MUS\$ 180.601 al 31 de diciembre de 2021), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 65.711 (MUS\$ 72.566 al 31 de diciembre de 2021) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 16.473 (MUS\$ 17.778 al 31 de diciembre de 2021) (Ver Nota 10).

### **(ii) Edesur:**

#### **Acuerdo Marco 2020**

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el periodo comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el periodo mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se reconocieron ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) y el cobro relacionado se perfeccionó el 15 de enero de 2021. Durante el ejercicio 2021, la Sociedad avanzó con las obras comprometidas, dando cumplimiento de lo establecido en el acuerdo. Con fecha 9 de diciembre de 2021 mediante la Resolución SE N° 1199 se aprobó el segundo hito y, con fecha 29 de diciembre de 2021 se cobró ARS 500 millones (MUS\$ 4.869) que se

exponen en la línea “Ingresos por venta de energía”. A la fecha de los presentes estados financieros, resta percibir la suma correspondiente al último hito.

### **Situación económico-financiera**

La situación de atraso tarifario y el hecho de que hasta el presente no se han implementado mecanismos de compensación económica a las distribuidoras eléctricas, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 98.927.446 (MUS\$ 790.054) al 30 de junio de 2022. La Dirección de la compañía, en base a su análisis de flujos de efectivo proyectado, estima que Edesur mantiene la capacidad financiera suficiente para hacer frente a las obligaciones al 30 de junio de 2022 y las posteriores a esa fecha. Los supuestos claves utilizados en la proyección de flujos de efectivo se relacionan con variables operativas como demanda de energía eléctrica, tarifas/subsidios, costos, cobrabilidad, renegociación de deudas y supuestos macroeconómicos, como las tasas de inflación, de cambio y de interés, y consideran los probables resultados de las renegociaciones con las autoridades.

La Dirección de la compañía considera que, las medidas relacionadas al Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (DNU 40/2021), el Régimen Tarifario de Transición (Ley de presupuesto 2021 y Decreto PEN 1020/2020) y el Acuerdo Definitivo de Renegociación, permitirán recomponer la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión gracias a un trabajo conjunto con las autoridades que permitan encontrar las soluciones necesarias para poder mantener un servicio esencial como la distribución de energía eléctrica. (Para mayor detalle ver Nota 4.i.a), donde se expone el marco regulatorio de Argentina en los subtítulos “Revisiones tarifarias” y “Otros aspectos regulatorios”).

### 36. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los países donde está presente el Grupo, al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente, era la siguiente:

País	al 30.06.2022			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Argentina	29	1.860	2.110	3.999
Brasil	73	5.451	3.185	8.709
Colombia	41	2.243	-	2.284
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	8	43	2	53
Guatemala	9	81	-	90
Panamá	23	35	38	96
Perú	27	1.004	-	1.031
<b>Total</b>	<b>215</b>	<b>10.735</b>	<b>5.346</b>	<b>16.296</b>
<b>Promedio</b>	<b>205</b>	<b>10.610</b>	<b>5.459</b>	<b>16.274</b>

País	al 31.12.2021			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Argentina	31	1.883	2.150	4.064
Brasil	65	5.613	3.192	8.870
Colombia	41	2.218	-	2.259
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	8	46	3	57
Guatemala	9	85	-	94
Panamá	21	35	38	94
Perú	29	960	-	989
<b>Total</b>	<b>209</b>	<b>10.858</b>	<b>5.394</b>	<b>16.461</b>
<b>Promedio</b>	<b>199</b>	<b>10.943</b>	<b>5.638</b>	<b>16.780</b>

### 37. SANCIONES

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

#### Subsidiarias

##### 1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. o “Ampla”)

- La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. El monto total involucrado en todos los casos: MBRL 12.669 (MUS\$ 2.423).

##### 2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

- La autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará, multó ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. El monto total involucrado en todos los casos: MBRL 1.474 (MUS\$ 282).
- El 21 de enero de 2018, la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará, sancionó por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). Se aguarda fallo. El monto involucrado en la sanción es de MBRL 1.076 (MUS\$ 206).

##### 3. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desarrollo Energético – CDE). Al 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 44.990 (MUS\$ 8.603).
- En 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por incumplimientos en relación la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Al 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la sanción es MBRL 62.115 (MUSD11.878).
- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Al 30 de junio 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 44.172(MUS\$8.446).
- En 2022, a Agencia Goiania de Regulação – AGR ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. por propagación de una perturbación que estaba provocando la paralización del servicio de energía de los consumidores o usuarios, teniendo ante la falla en la manutención y ejecución para restablecimiento del sistema (incendio Subestação de Anápolis Universitário. El recurso administrativo está en fase de apreciación por la agencia. Al 30 de junio 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 27.000 (MUS\$5.163).
- En 2022, a Agência Nacional de Energia Eléctrica – ANEEL ha sancionado Enel Distribución Goiás S.A.. La sanción se refiere a la calidad del suministro de energía 2020/2021, derivada del incumplimiento del Plan de

Resultados 2020/2021. Este proceso está siendo evaluado por la ANEEL. Al 30 de junio 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 45.000 (MUS\$8.605).

#### 4. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL195.109 (MUS\$ 37.310).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 96.590 (MUS\$ 18.470).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. El monto involucrado en la sanción es de MBRL 31.411 (MUS\$ 6.007).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 72.740 (MUS\$13.910).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. El 30 de junio de 2022, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 37.080 (MUS\$ 7.091).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. El 30 de junio de 2022 el valor involucrado en la sanción es de MBRL 30.501 (MUS\$5.833).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado en la sanción es de MBRL 94.712 (MUS\$ 18.111).
- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal de tránsito (área restringida de circulación). El 30 de junio de 2022 el monto involucrado es de MBRL 44.937 (MUS\$8.593).
- Se ha multado ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. Se aguarda fallo. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado es de MBRL 74.364 (MUS\$14.291).
- La a Fundación PROCON ha emitido Aviso de Violación debido a fallas en el suministro de energía eléctrica en días y lugares específicos en el período de septiembre de 2010 a febrero de 2011, además de exceder el tiempo máximo de espera de 60 segundos para contacto directo con el asistente durante el mes de febrero de 2011. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado es de MBRL 25.322 (MUS\$ 4.842).

## 5. Apiacás Energia S.A.

- El 5 de octubre de 2021 el municipio de Chapada dos Guimarães interpuso una Ejecución Fiscal contra Apiacás Energía) como consecuencia de una multa impuesta por el órgano ambiental municipal, en el Estado de Mato Grosso, por presunto incumplimiento de la obligación de liberación y repoblación de peces de la central hidroeléctrica Casca III. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado es de MBRL 62.472 (MUS\$11.946).
- El 17 de diciembre de 2021 el municipio de Chapada dos Guimarães interpuso una Ejecución Fiscal contra Apiacás Energía como consecuencia de una multa impuesta por el órgano ambiental municipal, en el Estado de Mato Grosso, por presunto incumplimiento de la obligación de liberación y repoblación de peces de la central hidroeléctrica Casca II. El 30 de junio de 2022 el monto involucrado es de MBRL 56.129 (MUS\$10.733).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$42.932 (ver Nota 25). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.



### 38. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 30 de junio de 2022 y 2021, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso		Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Primeros seis meses						
					2022			2021			
					Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	24	-	24	-		24	203	
	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	269	-	269	3.967	31/12/2023	4.236	4.074	
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBS.	En proceso	273	268	5	4.494	31/12/2027	4.766	5.875	
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	83	83	-	279	31/12/2023	362	396	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	28	-	28	-	31/12/2022	28	-	
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	130	-	130	236	31/12/2022	366	163	
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	108	31/12/2022	108	88	
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	112	-	112	125	31/12/2022	237	122	
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	147	-	147	4	31/12/2022	151	32	
Enel Generación Piura S.A.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	46	-	46	15	31/12/2022	61	-	
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	8	-	8	17	31/12/2022	25	36	
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	7	31/12/2022	7	29	
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	5	-	5	25	31/12/2022	30	67	
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	82	-	82	3	31/12/2022	84	31	
Chinango S.A.C.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	21	-	21	35	31/12/2022	56	45	
	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medioambiente	En proceso	-	-	-	11	31/12/2022	11	81	
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	6	-	6	12	31/12/2022	17	28	
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	138	-	138	146	31/12/2022	284	276	
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	-	-	-	-	31/12/2022	3	-	
<b>Total</b>				<b>1.372</b>	<b>351</b>	<b>1.021</b>	<b>9.487</b>	<b>-</b>	<b>10.859</b>	<b>11.546</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2021					Total desembolsos
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	203	-	203	-	31/12/2022	203
		Otros	En proceso	-	-	-	-	-	-
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.074	31/12/2022	4.074
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	-	-	-	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	51	19	32	5.824	31/12/2027	5.875
		Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiéndose a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	62	60	2	334	31/12/2021	396
		Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	En proceso	62	60	2	334	31/12/2021	396
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	163	-	163	-	31/12/2021	163
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	88	-	88	-	31/12/2021	88
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	122	-	122	-	31/12/2021	122
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	-	-	-	-	31/12/2021	-
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	32	-	32	-	31/12/2021	32
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	41	-	41	-	31/12/2021	41
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	20	-	20	15	31/12/2021	36
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	23	-	23	7	31/12/2021	29
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	31	-	31	36	31/12/2021	67
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	18	-	18	13	31/12/2021	31
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	11	-	11	34	31/12/2021	45
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, Protección contra la	En proceso	42	-	42	38	31/12/2021	81
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	5	31/12/2021	5
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	9	-	9	19	31/12/2021	28
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	114	-	114	162	31/12/2021	276
<b>Total</b>				<b>1.030</b>	<b>79</b>	<b>951</b>	<b>10.561</b>	<b>-</b>	<b>11.592</b>

### 39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2021, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 30.06.2022

		Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual		13.346	516.378	529.724	34	-	529.690	529.724	-	(14)	(14)	(1.108)	(1.108)	6.512	5.403	421	5.824	(84.656)	(78.832)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual		81.688	246.975	328.663	69.923	38.808	219.932	328.663	50.776	(1.716)	49.060	25.594	16.065	2.504	18.609	21.993	40.602	(28.930)	11.672
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual		121.154	207.164	328.318	102.827	62.344	163.147	328.318	18.833	(1.535)	18.298	12.129	2.758	(22.664)	(19.211)	(5.449)	(24.660)	(43.779)	(68.439)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual		308.454	2.130.813	2.439.267	1.096.599	539.438	803.230	2.439.267	418.427	(317.092)	101.335	(32.303)	(85.383)	116.283	30.919	(5.937)	24.982	(125.763)	(100.781)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual		13.977	1.497	15.474	14.318	-	1.156	15.474	655	(48)	607	(225)	(390)	-	(2.082)	-	(2.082)	(532)	(2.614)
Dock Sud S.A.	Individual		153.391	155.276	308.667	5.992	25.375	277.300	308.667	34.162	(1.978)	32.186	24.155	7.605	(22.810)	(15.204)	4.292	(10.912)	(46.539)	(57.451)
Grupo Enel Argentina	Consolidado		264.991	812.345	1.077.336	113.027	101.153	863.156	1.077.336	69.661	(3.999)	65.662	35.870	16.970	(29.987)	(2.477)	21.686	19.209	(141.778)	(122.569)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado		375.225	4.097.850	4.473.075	908.829	666.191	2.900.055	4.473.075	286.376	(54.855)	231.521	193.152	139.823	18.937	158.761	(29.542)	129.219	(414)	128.805
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual		85.517	122.595	208.112	42.692	363	165.057	208.112	140.676	(69.953)	70.723	67.332	61.349	4.417	65.771	(22.480)	43.291	6.754	50.045
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual		58.154	114.180	172.334	64.757	16.111	91.466	172.334	67.217	(37.079)	30.138	25.129	19.864	(1.019)	18.850	(6.491)	12.359	4.279	16.638
EGP Volta Grande	Individual		29.951	303.388	333.339	40.839	154.341	138.159	333.339	41.533	(5.260)	36.273	34.367	34.315	(9.929)	24.388	(8.337)	16.051	7.855	23.906
Enel Cien S.A.	Individual		28.449	134.166	162.615	27.715	393	134.507	162.615	29.699	(49)	29.650	25.446	22.479	1.031	23.511	(8.036)	15.475	7.703	23.778
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual		2.531	4.240	6.771	143	5.168	1.460	6.771	239	-	239	(10)	(16)	1.629	1.612	(2.000)	(388)	(294)	(682)
Transportadora de Energía S.A.	Individual		1.987	6.509	8.496	212	122	8.162	8.496	243	-	243	(9)	(9)	(322)	(331)	46	(285)	(1.353)	(1.638)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual		757.220	1.636.735	2.393.955	721.950	943.592	728.413	2.393.955	820.798	(561.859)	258.939	177.848	123.734	(47.219)	77.102	(16.512)	60.590	35.877	96.467
Enel Distribución Rio S.A.	Individual		844.827	2.485.930	3.330.757	1.045.333	1.358.974	926.450	3.330.757	783.820	(527.763)	256.057	169.007	56.157	(71.455)	(15.116)	4.678	(10.438)	29.453	19.015
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual		940.092	2.891.856	3.831.948	1.523.470	1.206.199	1.102.279	3.831.948	868.641	(661.573)	207.068	92.995	25.531	(75.235)	(49.428)	15.767	(33.661)	74.484	40.823
Enel X Brasil S.A.	Individual		27.940	50.670	78.610	31.441	876	46.293	78.610	8.037	(2.357)	5.680	(3.301)	(3.563)	1.598	(1.959)	632	(1.327)	2.947	1.620
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual		1.791.719	5.146.138	6.937.857	1.595.938	4.322.078	1.019.841	6.937.857	1.777.533	(1.219.246)	558.287	411.702	272.899	(117.175)	157.619	(47.078)	110.541	9.532	120.073
Grupo Enel Brasil	Consolidado		5.513.340	17.720.421	23.233.761	5.030.742	9.388.436	8.814.583	23.233.761	4.766.839	(3.090.035)	1.706.804	1.185.114	663.171	(215.978)	450.158	(128.221)	321.937	397.099	719.036
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual		1.130.600	4.886.279	6.016.879	1.614.536	1.483.821	2.918.722	6.016.879	1.228.607	(490.982)	747.625	667.018	584.104	(69.823)	602.943	(185.225)	417.718	(61.766)	355.952
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual		-	-	-	-	-	-	-	289.556	(175.320)	114.236	94.617	69.854	(11.026)	58.828	(20.390)	38.438	36.053	74.491
Colombia ZE S.A.S.	Individual		1.343	4.456	5.799	12	-	5.787	5.799	-	-	-	(3)	(3)	32	29	(5)	24	(267)	(243)
Enel Green Power Colombia S.A. S Esp	Individual		-	-	-	-	-	-	-	9.919	(11.546)	(1.627)	(5.301)	(5.885)	(3.953)	(9.839)	3.516	(6.323)	6.613	290
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual		42.416	108.493	150.909	3.734	-	147.175	150.909	1.144	-	1.144	14	(88)	691	(66)	635	(6)	535	535
PH Chucuas S.A.	Individual		8.388	163.050	171.448	87.197	49.000	35.251	171.448	5.986	-	5.986	3.931	1.195	(995)	199	(170)	29	-	29
PH Don Pedro S.A.	Individual		608	12.765	13.373	1.411	3.621	8.341	13.373	-	-	-	(233)	(507)	(9)	(516)	54	(462)	-	(462)
PH Rio Volcan S.A.	Individual		1.165	16.822	17.987	1.552	4.801	11.634	17.987	-	-	-	(290)	(646)	19	(628)	72	(556)	-	(556)
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual		15.288	4.094	19.382	17.227	1.772	363	19.382	33.665	(28.865)	4.800	1.350	1.084	(65)	1.328	(15)	1.313	-	1.313
Generadora de Occidente Ltda.	Individual		20.332	35.520	55.852	933	3.051	51.868	55.852	8.751	(2.150)	6.601	5.240	4.819	(124)	4.495	(727)	3.768	-	3.768
Generadora Montecristo S.A.	Individual		69.656	21.482	91.138	60.684	9.285	21.169	91.138	880	(50)	830	374	93	372	466	(173)	293	-	293
Renovables de Guatemala S.A.	Individual		45.370	325.615	370.985	2.717	-	368.268	370.985	20.863	(6.543)	14.320	11.088	6.839	2	6.849	(807)	6.042	-	6.042
Tecnoquat S.A.	Individual		2.302	16.321	18.623	620	-	18.003	18.623	2.544	(427)	2.117	1.395	1.069	(13)	1.059	(199)	900	-	900
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual		16.040	21.682	37.722	549	-	37.173	37.722	1.673	(34)	1.639	1.374	1.013	1	1.024	(138)	886	-	886
Enel Green Power Panama S.A.	Individual		125.352	219.457	344.809	97.374	31.180	216.255	344.809	2.692	(263)	2.429	570	399	466	43.079	(1.148)	41.931	-	41.931
Enel Solar S.R.L.	Individual		2.911	67.052	69.963	50.758	3.125	16.080	69.963	5.621	(810)	4.811	3.966	2.088	(846)	1.242	(535)	707	-	707
Enel Fortuna S.A.	Individual		135.741	355.573	491.314	28.676	40.394	422.244	491.314	90.009	(47.766)	42.243	35.049	28.444	586	29.030	(8.832)	20.198	-	20.198
Jaguito Solar 10MW S.A.	Individual		965	11.263	12.228	3.084	7.315	3.084	12.228	844	(40)	804	651	450	(16)	435	(117)	318	-	318
Progreso Solar 20MW S.A.	Individual		1.127	21.144	22.271	1.884	15.118	5.269	22.271	618	(64)	554	342	(32)	(25)	(57)	3	(54)	-	(54)
Grupo Enel Colombia	Consolidado		1.428.909	5.395.223	6.824.132	1.788.644	1.633.106	3.402.382	6.824.132	1.712.361	(751.428)	960.933	837.819	695.776	(86.810)	609.000	(221.025)	387.975	(66.830)	321.145
Enel Perú S.A.C.	Individual		201.558	1.004.145	1.205.703	174.010	-	1.031.693	1.205.703	-	-	-	(30)	(30)	(485)	124.173	(33)	124.140	45.919	170.059
Enel Generación Perú S.A.	Individual		203.303	872.052	1.075.355	332.377	223.787	519.191	1.075.355	259.621	(91.957)	167.664	135.449	117.677	5.506	132.457	(35.719)	96.738	32.651	129.389
Chinango S.A.C.	Individual		21.128	137.386	158.524	8.686	38.704	111.134	158.524	29.628	(2.993)	27.035	24.520	22.769	164	22.933	(6.769)	16.164	5.074	21.238
Enel Generación Piura S.A.	Individual		39.479	157.357	196.836	62.057	63.767	78.421	196.836	40.335	(12.534)	27.801	21.005	18.439	2.566	21.434	(6.264)	14.741	4.240	18.981
Enel Distribución Perú S.A.	Individual		238.714	1.343.655	1.582.369	307.257	492.691	782.421	1.582.369	505.463	(335.764)	169.699	132.999	96.114	(8.279)	87.838	(27.175)	60.663	34.645	95.308
Grupo Enel Perú	Consolidado		496.202	2.435.588	2.931.790	684.781	805.604	1.441.405	2.931.790	728.465	(341.161)	387.294	314.781	253.721	(566)	253.156	(75.700)	177.456	68.232	245.688
Enel Green Power Perú S.A.	Individual		142.774	415.498	558.272	75.133	218.344	264.795	558.272	20.982	(2.054)	18.928	13.838	8.003	(4.888)	3.115	765	3.880	5.361	9.241

miles de dólares estadounidenses - MUSS

al 31.12.2021

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
Enel Argentina S.A.	Individual	6.684	464.053	470.737	234	-	470.503	470.737	-	(481)	(481)	(2.321)	(2.376)	(7.959)	40.993	(1.167)	39.426	2.367	41.793	
Enel Generación Costinera S.A.	Individual	98.322	214.098	312.420	103.366	-	160.787	312.420	105.074	(4.096)	100.376	53.487	65.456	3.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.536)	(83.303)	
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.094	317.567	15.831	-	246.983	317.567	41.540	(3.767)	37.753	27.188	10.081	(26.108)	(15.000)	(5.414)	(20.414)	(44.420)	(64.834)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	272.120	1.887.184	2.159.304	902.066	-	698.972	2.159.304	793.771	(528.448)	265.323	22.631	(66.832)	28.590	(40.010)	(138.481)	(178.491)	(128.698)	(307.189)	
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.049	1.585	16.634	13.676	-	2.958	16.634	1.613	(60)	1.553	(721)	(902)	(555)	(1.456)	-	(1.456)	(647)	(2.103)	
Dock Sud S.A.	Individual	134.261	165.382	300.263	15.407	-	284.660	300.263	78.637	(6.783)	70.854	55.096	23.190	(3.960)	(17.500)	(3.078)	(10.388)	(37.698)	(44.724)	
Grupo Enel Argentina	Consolidado	258.643	751.345	1.009.988	117.486	-	789.481	1.009.988	146.292	(10.581)	135.701	78.676	(65.023)	(47.245)	(207.290)	6.960	(133.351)	(333.671)	(533.671)	
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	317.994	3.656.821	3.974.815	627.146	-	592.180	3.974.815	538.380	(293.468)	244.912	199.332	134.891	(44.388)	90.507	(23.533)	66.974	367.175	434.149	
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	107.101	118.995	226.096	254	-	161.926	226.096	326.889	(209.590)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	58.972	
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	262.713	112.859	375.572	247.881	-	80.275	375.572	1.428.553	(1.351.052)	77.501	64.205	51.686	(43.147)	8.539	(3.077)	5.462	(4.098)	1.374	
EGP Volta Grande	Individual	27.658	275.045	302.743	28.297	-	134.477	302.743	91.056	(13.824)	67.432	63.638	43.458	(19.344)	44.114	(14.116)	29.988	(6.874)	21.124	
Enel Cien S.A.	Individual	27.289	126.189	153.458	15.518	-	137.701	153.458	54.619	(14)	54.605	47.255	41.826	926	42.752	(14.113)	28.639	(6.836)	20.003	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	3.857	6.411	170	-	4.605	6.411	481	-	481	(56)	(560)	3.838	3.277	(4.373)	(1.096)	(399)	(1.495)	
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	7.955	7.939	273	-	7.517	7.939	487	-	487	(109)	(109)	(1.980)	838	751	1.589	(884)	705	
Enel Distribución Ceara S.A.	Individual	709.815	1.396.726	2.106.541	649.176	-	805.148	2.106.541	1.511.849	(1.099.329)	412.521	280.045	168.549	(48.887)	119.092	(27.906)	91.186	(41.698)	49.490	
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	780.471	2.205.682	2.986.153	1.045.797	-	1.255.747	2.986.153	1.531.080	(1.147.521)	433.559	292.304	98.040	(78.981)	19.170	(3.027)	16.152	(37.703)	(21.551)	
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	870.735	2.613.350	3.484.085	1.182.729	-	1.239.900	3.484.085	1.820.216	(1.468.987)	351.229	162.818	55.439	(83.657)	(27.959)	5.999	(21.960)	(71.438)	(93.388)	
Enel X Brasil S.A.	Individual	41.242	36.982	78.204	32.759	-	44.674	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	51	(2.869)	3.427	558	(2.239)	(1.681)		
Enel Distribución São Paulo S.A.	Individual	1.680.174	4.994.713	6.674.887	1.604.168	-	1.097.852	6.674.887	3.848.367	(2.857.834)	990.735	706.896	431.456	(156.850)	274.607	(77.987)	196.620	(107.521)	89.099	
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.185	16.362.724	21.172.919	4.981.114	-	8.554.945	21.172.919	10.970.596	(8.316.744)	2.653.842	1.791.111	1.061.569	(430.128)	631.964	(167.187)	464.777	(459.066)	5.711	
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	163.479	2.056.524	2.220.003	371.669	-	595.042	2.220.003	1.262.495	(409.074)	853.421	788.778	721.673	(47.100)	674.639	(217.507)	457.132	(228.708)	228.424	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	420.427	1.811.019	2.231.446	560.502	-	793.606	2.231.446	1.706.529	(1.071.914)	694.615	554.576	418.138	(54.584)	364.128	(107.270)	256.858	(136.905)	119.953	
Enel Perú S.A.C.	Individual	38.474	1.074.700	1.113.174	160.808	-	952.366	1.113.174	-	-	(547)	(2.505)	(2.646)	208.633	(161)	208.472	(73.523)	134.949		
Enel Generación Perú S.A.	Individual	193.318	636.620	1.029.938	202.454	-	615.170	1.029.938	430.578	(150.735)	279.843	223.758	182.249	5.025	205.952	(58.121)	147.831	(96.161)	91.670	
Chinazo S.A.C.	Individual	11.011	131.687	142.698	5.229	-	101.181	142.698	46.927	(4.837)	42.090	37.273	33.863	86	33.946	(9.950)	23.959	(7.656)	16.333	
Enel Generación Piura S.A.	Individual	41.703	149.223	190.926	23.527	-	106.565	190.926	74.242	(32.569)	50.673	41.269	31.196	(5.315)	25.881	(8.109)	(17.772)	(6.218)	9.554	
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	208.451	1.237.600	1.446.051	315.498	-	694.913	1.446.051	895.367	(604.387)	290.380	218.993	154.164	(21.604)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013	
Grupo Enel Perú	Consolidado	457.824	2.284.464	2.742.288	679.708	-	1.329.958	2.742.288	1.286.952	(851.370)	635.582	500.382	381.992	(24.677)	357.340	(117.998)	239.344	(112.424)	126.920	
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	28.486	381.809	410.294	77.666	-	313.956	410.294	27.902	(23.733)	4.169	(17.21)	(4.524)	2.363	(1.932)	1.272	(659)	(6.116)	(6.778)	
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	44.186	108.554	152.740	6.100	-	146.640	152.740	2.955	-	2.955	426	268	1.045	1.313	(67)	1.246	-	1.246	
PH Chucas S.A.	Individual	6.621	167.709	174.330	83.123	-	55.985	174.330	14.513	-	14.513	10.507	6.455	(2.974)	3.481	(56)	3.425	-	3.425	
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	9.331	2.225	11.556	12.253	-	(951)	11.556	48.821	(41.766)	7.055	1.088	833	(1.449)	732	(207)	525	-	525	
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	47.367	36.068	83.435	1.380	-	78.999	83.435	12.300	(1.345)	10.955	6.034	7.072	(191)	6.888	(96)	5.982	-	5.982	
Generadora Montecristo S.A.	Individual	92.338	19.720	112.058	80.495	-	22.276	112.058	1.300	70	1.370	(139)	(576)	(76)	(645)	(238)	(883)	-	(883)	
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	46.489	328.025	372.514	3.688	-	368.826	372.514	39.604	(6.886)	32.618	25.188	18.715	(2)	18.743	(543)	18.200	-	18.200	
Tecnoquat S.A.	Individual	1.071	16.460	17.531	429	-	17.102	17.531	3.388	(361)	3.027	1.776	21	1.284	(223)	1.061	-	1.061		
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.005	37.527	640	-	36.887	37.527	2.198	(51)	2.145	1.693	1.112	(7)	1.104	(158)	946	-	946	
Enel Green Power Panamá S.A.	Individual	161.769	216.064	397.833	138.733	-	225.325	397.833	4.821	(684)	4.437	1.756	1.409	529	33.162	(3.259)	29.903	-	29.903	
Enel Fortuna S.A.	Individual	176.198	387.868	564.066	17.879	-	39.905	488.382	544.066	138.202	(19.318)	115.884	102.333	92.745	967	93.712	(27.055)	66.657	-	66.657
Enel Solar S.R.L.	Individual	2.742	68.919	71.651	53.048	-	15.373	71.651	7.461	(734)	6.727	5.389	2.487	(1.383)	(309)	795	-	795		
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	123.483	380.781	504.264	71.765	-	176.945	504.264	33.000	(2.906)	30.093	21.361	12.338	(5.511)	7.187	(7.755)	(568)	(810)	(1.377)	

#### 40. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de julio de 2022 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

## ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS

Este anexo forma parte de la nota 2.4 “Sociedades subsidiarias”.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Districel Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,24%	0,76%	100,00%	99,24%	0,76%	100,00%
77.333.234-7	ESSA2 S.P.A. (1)	Chile	Dólar Estadounidense	-	-	-	100,00%	-	100,00%
76.802.942-3	Energía y Servicios South America S.P.A.	Chile	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa (1)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Enel Colombia S.A. E.S.P (1)(2)	Colombia	Peso colombiano	57,34%	-	57,34%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S. ESP (4)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (3)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	USME ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Colombia S.A.S E.S.P. (1)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	100,00%	-	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidacion	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Peru S.A. (USD)	Perú	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa De Generación Eléctrica Marcona S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energetica Monzón S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	SL Energy S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoquat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucús S.A. (5)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (5)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Rio Volcan S.A. (5)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	34,32%	34,32%
Extranjero	Enel Uruguay S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,82%	99,82%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

- (1) Ver nota 2.4.1.
- (2) Con fecha 1 de marzo de 2022 Emgesa S.A. ESP modificó su razón social a Enel Colombia S.A. ESP.
- (3) Con fecha 25 de marzo Enel X Colombia S.A.S cambió su razón social a Colombia ZE S.A.S.
- (4) Con fecha 28 de abril Inversora Codensa S.A.S. cambió su razón social a Enel X Colombia S.A.S ESP.
- (5) Enel Américas, como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, posee una participación económica de control sobre las compañías PH Chucús S.A., Ph Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,96%	99,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil Central S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Macapá Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Caruaru Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energía Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energía Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Parque Eolico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ángela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%







Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2022			al 31.12.2021		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

## ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 30.06.2022								Total
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
<b>Activo Corriente</b>									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	21.142	266.051	6.329	376.930	196.018	12.745	1.117.305	-	1.996.520
Otros activos financieros corrientes	132	38.158	-	23.388	219	178.564	127.522	-	367.983
Otros activos no financieros corrientes	4.446	68.382	-	19.725	43.472	20.528	718.880	71	875.504
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.505	72.961	-	360.249	164.835	321.391	2.866.699	-	3.787.640
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	2.509	10.971	3.928	853	229	27	529	-	19.046
Inventarios corrientes	-	17.835	-	92.186	58.814	74.505	398.802	-	642.142
Activos por impuestos corrientes	9.463	8.494	-	1.406	2.078	13.742	137.114	-	172.297
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	163.816	-	-	117.727	-	281.543
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>39.197</b>	<b>482.852</b>	<b>10.257</b>	<b>1.038.553</b>	<b>465.665</b>	<b>621.502</b>	<b>5.484.578</b>	<b>71</b>	<b>8.142.675</b>
<b>Activo No Corriente</b>									
Otros activos financieros no corrientes	-	112.311	-	18.506	25	30.562	3.854.067	-	4.015.471
Otros activos no financieros no corrientes	4.306	35.349	-	29.670	37.709	663	3.197.292	-	3.304.989
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	28	199.016	-	16.606	-	7.910	331.218	-	554.778
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	290	-	-	22	-	-	312
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	2.896	-	-	2.896
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	467.316	-	154.572	82.946	102.794	4.291.398	-	5.099.026
Plusvalía	-	38.628	-	54.208	254.301	6.612	1.179.958	-	1.533.707
Propiedades, Planta y Equipo	-	5.130.025	-	3.981.861	2.148.524	2.381.013	106.500	-	13.747.923
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.888	-	7.888
Activos por derecho de uso	-	79.240	-	56.478	165.236	44	64.263	-	365.261
Activos por impuestos diferidos	3.605	2.576	-	-	34.058	35.672	1.021.715	-	1.097.626
<b>Total Activos No Corriente</b>	<b>7.939</b>	<b>6.064.461</b>	<b>290</b>	<b>4.311.901</b>	<b>2.722.799</b>	<b>2.568.188</b>	<b>14.054.299</b>	<b>-</b>	<b>29.729.877</b>
<b>Total Activos</b>	<b>47.136</b>	<b>6.547.313</b>	<b>10.547</b>	<b>5.350.454</b>	<b>3.188.464</b>	<b>3.189.690</b>	<b>19.538.877</b>	<b>71</b>	<b>37.872.552</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 31.12.2021								Total
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
<b>Activo Corriente</b>									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.588	348.413	162	150.799	129.607	8.025	757.659	-	1.396.253
Otros activos financieros corrientes	121	1.532	-	76.750	61	143.685	89.881	-	312.030
Otros activos no financieros corrientes	4.481	89.825	-	13.731	37.715	27.748	654.913	347	828.760
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.521	71.132	-	328.825	175.163	312.025	2.822.475	-	3.711.141
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	3.692	64.787	3.693	503	273	27	784	-	73.759
Inventarios corrientes	-	8.131	-	76.415	55.296	55.911	342.523	-	538.276
Activos por impuestos corrientes	9.483	1.765	-	2.628	50.899	8.246	128.719	-	201.740
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	520	-	-	-	-	520
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>20.886</b>	<b>585.585</b>	<b>3.855</b>	<b>650.171</b>	<b>449.014</b>	<b>555.667</b>	<b>4.796.954</b>	<b>347</b>	<b>7.062.479</b>
<b>Activo No Corriente</b>									
Otros activos financieros no corrientes	-	195.661	-	6.717	12	26.193	3.244.593	-	3.473.176
Otros activos no financieros no corrientes	5.157	33.645	-	27.954	36.068	830	3.041.767	-	3.145.421
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	43	211.205	-	20.201	-	23.097	470.305	-	724.851
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	26	-	-	26
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	2.369	-	-	2.369
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	105.554	-	165.571	75.592	86.948	4.322.605	-	4.756.270
Plusvalía	-	28.215	-	66.068	263.426	2.015	1.110.501	-	1.470.225
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.187.248	-	3.962.716	2.033.436	2.143.756	3.670.372	-	12.997.528
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	6.272	-	6.272
Activos por derecho de uso	-	11.109	-	60.872	138.163	49	117.760	-	327.953
Activos por impuestos diferidos	726	196.941	-	4.322	29.124	15.928	745.291	36	992.368
<b>Total Activos No Corriente</b>	<b>5.926</b>	<b>1.969.578</b>	<b>-</b>	<b>4.314.421</b>	<b>2.575.821</b>	<b>2.301.211</b>	<b>16.729.460</b>	<b>36</b>	<b>27.896.459</b>
<b>Total Activos</b>	<b>26.812</b>	<b>2.555.163</b>	<b>3.855</b>	<b>4.964.592</b>	<b>3.024.835</b>	<b>2.856.878</b>	<b>21.526.420</b>	<b>383</b>	<b>34.958.938</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 30.06.2022									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
<b>Pasivo Corriente</b>										
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	658.427	8.926	438.348	243.219	7	417.361	-	1.766.288
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	5.126	-	7.161	11.596	15	24.327	-	48.225
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	9.066	144.282	5.807	708.196	294.595	1.014.522	2.743.922	24	4.920.414
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	30.714	317.201	723.812	1.161	1.573	3.076	435.956	-	1.513.493
Otras provisiones corrientes	-	54	2	-	35.949	10.799	45.864	88.529	-	181.197
Pasivos por impuestos corrientes	-	311	10.193	-	51.786	24.776	32.272	6.328	-	125.666
Otros pasivos no financieros corrientes	-	305	20.629	-	23.600	39.961	27.835	189.004	28	301.362
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como n	-	-	-	-	83.798	-	-	42.267	-	126.065
<b>Total Pasivo Corriente</b>	-	<b>40.450</b>	<b>1.155.860</b>	<b>738.545</b>	<b>1.349.999</b>	<b>626.519</b>	<b>1.123.591</b>	<b>3.947.694</b>	<b>52</b>	<b>8.982.710</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.847.915	68.064	1.215.623	438.309	-	1.815.072	-	5.384.983
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	32.237	-	50.032	1.784	14	111.214	-	195.281
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	871	1.051	37.164	2.846.665	-	2.885.751
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	87.048	558.062	-	-	-	239.031	-	884.141
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.897	-	58.256	51.241	17.108	762.673	-	901.175
Pasivo por impuestos diferidos	-	3.432	42.091	-	87.498	267.089	485.514	59.307	-	944.931
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.927	359	-	71.341	4.091	16.389	1.406.409	-	1.500.516
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.213	-	-	19.397	31.673	46.550	-	123.833
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	-	<b>5.359</b>	<b>2.047.760</b>	<b>626.126</b>	<b>1.483.621</b>	<b>782.962</b>	<b>587.862</b>	<b>7.286.921</b>	-	<b>12.820.611</b>
<b>Total Pasivo</b>	-	<b>45.809</b>	<b>3.203.620</b>	<b>1.364.671</b>	<b>2.833.620</b>	<b>1.409.481</b>	<b>1.711.453</b>	<b>11.234.615</b>	<b>52</b>	<b>21.803.321</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2021

PASIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
<b>Pasivo Corriente</b>										
Otros pasivos financieros corrientes	3.305	-	191.159	7.414	371.171	277.357	8	382.294	126	1.232.834
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	11.038	-	9.246	16.996	14	23.393	-	60.687
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	6	24.991	187.299	8.172	422.272	240.035	857.048	3.172.285	22	4.912.130
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	189.421	46.878	518.069	2.148	2.001	207	196.983	-	955.707
Otras provisiones corrientes	-	54	2	-	30.974	7.666	49.900	76.248	-	164.844
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	14.558	-	87.275	53.643	13.881	13.703	-	183.060
Otros pasivos no financieros corrientes	-	916	17.340	-	31.874	24.132	26.096	185.408	506	286.272
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>3.311</b>	<b>215.382</b>	<b>468.274</b>	<b>533.655</b>	<b>954.960</b>	<b>621.830</b>	<b>947.154</b>	<b>4.050.314</b>	<b>654</b>	<b>7.795.534</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.748.465	87.003	1.213.912	379.487	-	1.488.716	-	4.917.583
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	31.200	-	53.588	3.135	24	99.944	-	187.891
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	874	591	53.914	2.633.688	-	2.689.067
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	96.643	-	7.804	-	-	958.051	-	1.062.498
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.756	-	74.773	47.505	19.116	685.669	-	838.819
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.057	44.008	-	223.420	110.465	459.883	39.567	-	879.400
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.422	1.723	-	87.419	3.031	17.231	1.311.655	-	1.423.481
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.305	-	15.679	3.199	39.149	50.240	-	134.572
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>4.479</b>	<b>1.960.100</b>	<b>87.003</b>	<b>1.677.469</b>	<b>547.413</b>	<b>589.317</b>	<b>7.267.530</b>	<b>-</b>	<b>12.133.311</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>3.311</b>	<b>219.861</b>	<b>2.428.374</b>	<b>620.658</b>	<b>2.632.429</b>	<b>1.169.243</b>	<b>1.536.471</b>	<b>11.317.844</b>	<b>654</b>	<b>19.928.845</b>

### ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

#### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 30.06.2022					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.725.519	522.059	172.726	1.139.387	4.559.691	340.853
Provisión de deterioro	(48.545)	(36.422)	(54.307)	(850.944)	(990.218)	(32.642)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.439	-	-	-	1.439	21.869
Provisión de deterioro	(21)	-	-	-	(21)	(2.794)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	216.492	-	-	-	216.492	254.171
Provisión de deterioro	(43)	-	-	-	(43)	(26.679)
<b>Total</b>	<b>2.894.841</b>	<b>485.637</b>	<b>118.419</b>	<b>288.443</b>	<b>3.787.340</b>	<b>554.778</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2021					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.598.215	569.756	164.762	975.238	4.307.971	497.193
Provisión de deterioro	(27.829)	(30.264)	(40.749)	(739.521)	(838.363)	(32.338)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	913	-	-	-	913	13.742
Provisión de deterioro	(24)	-	-	-	(24)	(365)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	241.477	-	-	-	241.477	273.419
Provisión de deterioro	(833)	-	-	-	(833)	(26.800)
<b>Total</b>	<b>2.811.919</b>	<b>539.492</b>	<b>124.013</b>	<b>235.717</b>	<b>3.711.141</b>	<b>724.851</b>

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 30.06.2022					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.103.539	2.819.951	6.791.369	246.421	16.894.908	3.066.372
Entre 1 y 30 días	8.525.454	247.808	1.265.524	72.897	9.790.978	320.705
Entre 31 y 60 días	3.342.558	94.004	476.445	32.768	3.819.003	126.772
Entre 61 y 90 días	2.313.508	58.927	311.904	15.655	2.625.412	74.582
Entre 91 y 120 días	2.007.208	50.617	245.715	12.438	2.252.923	63.055
Entre 121 y 150 días	2.093.177	49.766	266.988	12.615	2.360.165	62.381
Entre 151 y 180 días	1.332.974	37.997	214.155	9.293	1.547.129	47.290
Entre 181 y 210 días	1.410.673	35.173	221.394	47.346	1.632.067	82.519
Entre 211 y 250 días	1.633.301	41.954	192.416	9.926	1.825.717	51.880
Superior a 251 días	18.249.459	893.490	2.054.804	111.498	20.304.263	1.004.988
<b>Total</b>	<b>51.011.851</b>	<b>4.329.687</b>	<b>12.040.714</b>	<b>570.857</b>	<b>63.052.565</b>	<b>4.900.544</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.12.2021					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.206.080	2.846.359	5.767.598	249.049	15.973.678	3.095.408
Entre 1 y 30 días	10.068.327	357.910	458.333	21.645	10.526.660	379.555
Entre 31 y 60 días	3.768.651	111.707	319.522	15.224	4.088.173	126.931
Entre 61 y 90 días	2.184.046	52.203	236.723	11.067	2.420.769	63.270
Entre 91 y 120 días	2.003.370	62.975	236.769	10.908	2.240.139	73.883
Entre 121 y 150 días	1.775.294	38.225	221.348	10.002	1.996.642	48.227
Entre 151 y 180 días	1.444.114	33.018	206.498	9.634	1.650.612	42.652
Entre 181 y 210 días	1.111.566	101.997	195.652	9.567	1.307.218	111.564
Entre 211 y 250 días	706.328	33.300	176.952	8.251	883.280	41.551
Superior a 251 días	17.923.445	722.336	594.230	99.787	18.517.675	822.123
<b>Total</b>	<b>51.191.221</b>	<b>4.360.030</b>	<b>8.413.625</b>	<b>445.134</b>	<b>59.604.846</b>	<b>4.805.164</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Cartera protestada y en cobranza judicial	2022		2021	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	271.514	71.424	557.314	114.535
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.693	55.028	12.453	56.640
<b>Total</b>	<b>285.207</b>	<b>126.452</b>	<b>569.767</b>	<b>171.175</b>

(\*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 30.06.2022	al 31.12.2021
Provisión cartera no repactada	152.590	295.574
Provisión cartera repactada	6.643	21.950
Recuperos del período	(1.767)	(1.520)
<b>Total</b>	<b>157.466</b>	<b>316.004</b>

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 30.06.2022		al 31.12.2021	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Número de operaciones	788.438	1.759.526	1.025.520	3.830.580
Monto de las operaciones	59.011	157.466	199.315	316.004



### ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

#### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 30.06.2022											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Generación y transmisión</b>	<b>383.637</b>	<b>6.812</b>	<b>1.723</b>	<b>1.635</b>	<b>1.250</b>	<b>1.584</b>	<b>22</b>	<b>40</b>	<b>89</b>	<b>3.596</b>	<b>14.316</b>	<b>414.704</b>	<b>6.485</b>
Grandes Clientes	133.618	5.427	330	159	170	100	-	2	-	3.360	1.192	144.358	-
Clientes Institucionales	53.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.303	-
Otros	196.716	1.385	1.393	1.476	1.080	1.484	22	38	89	236	13.124	217.043	6.485
Provisión Deterioro	(1.469)	(99)	(82)	(59)	(59)	(65)	-	(19)	(38)	(3.380)	(7.046)	(12.316)	(1)
Servicios no facturados	281.103	1	40	83	11	9	8	3	-	76	-	281.334	6.453
Servicios facturados	102.534	6.811	1.683	1.552	1.239	1.575	14	37	89	3.520	14.316	133.370	32
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Distribución</b>	<b>2.341.882</b>	<b>313.893</b>	<b>125.049</b>	<b>72.947</b>	<b>61.805</b>	<b>60.797</b>	<b>47.268</b>	<b>82.479</b>	<b>51.791</b>	<b>162.063</b>	<b>825.013</b>	<b>4.144.987</b>	<b>334.368</b>
Clientes Masivos	1.703.607	221.366	87.059	43.841	41.681	41.216	30.171	66.513	33.968	118.211	583.744	2.971.377	170.285
Grandes Clientes	484.311	65.195	23.097	16.713	11.018	12.192	8.750	7.656	9.601	30.336	168.030	836.899	121.959
Clientes Institucionales	153.964	27.332	14.893	12.393	9.106	7.389	8.347	8.310	8.222	13.516	73.239	336.711	42.124
Provisión Deterioro	(47.076)	(7.131)	(14.344)	(14.707)	(16.432)	(20.789)	(16.962)	(60.440)	(33.038)	(78.263)	(668.720)	(977.902)	(32.641)
Servicios no facturados	606.762	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	606.762	-
Servicios facturados	1.735.120	313.893	125.049	72.947	61.805	60.797	47.268	82.479	51.791	162.063	825.013	3.538.225	334.368
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Brutos</b>	<b>2.725.519</b>	<b>320.705</b>	<b>126.772</b>	<b>74.582</b>	<b>63.055</b>	<b>62.381</b>	<b>47.290</b>	<b>82.519</b>	<b>51.880</b>	<b>165.659</b>	<b>839.329</b>	<b>4.559.691</b>	<b>340.853</b>
<b>Total Provisión Deterioro</b>	<b>(48.545)</b>	<b>(7.230)</b>	<b>(14.426)</b>	<b>(14.766)</b>	<b>(16.491)</b>	<b>(20.854)</b>	<b>(16.962)</b>	<b>(60.459)</b>	<b>(33.076)</b>	<b>(81.643)</b>	<b>(675.766)</b>	<b>(990.218)</b>	<b>(32.642)</b>
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Netos</b>	<b>2.676.974</b>	<b>313.475</b>	<b>112.346</b>	<b>59.816</b>	<b>46.564</b>	<b>41.527</b>	<b>30.328</b>	<b>22.060</b>	<b>18.804</b>	<b>84.016</b>	<b>163.563</b>	<b>3.569.473</b>	<b>308.211</b>

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2021												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Generación y transmisión</b>	<b>380.941</b>	<b>5.453</b>	<b>1.751</b>	<b>449</b>	<b>1.176</b>	<b>347</b>	<b>326</b>	<b>476</b>	<b>487</b>	<b>8.708</b>	<b>8.119</b>	<b>408.233</b>	<b>12.193</b>	
Grandes Clientes	132.533	3.657	1.226	305	333	301	-	225	-	2.924	1.424	142.928	6.351	
Clientes Institucionales	44.046	162	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.208	-	
Otros	204.362	1.634	525	144	843	46	326	251	487	5.784	6.695	221.097	5.842	
Provisión Deterioro	(2.317)	(23)	(2)	-	-	(7)	(4)	(539)	(482)	(3.709)	(6.117)	(13.200)	-	
Servicios no facturados	285.640	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285.640	-	
Servicios facturados	95.301	5.453	1.751	449	1.176	347	326	476	487	8.708	8.119	122.593	12.193	
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Distribución</b>	<b>2.217.274</b>	<b>374.102</b>	<b>125.180</b>	<b>62.821</b>	<b>72.707</b>	<b>47.880</b>	<b>42.326</b>	<b>111.088</b>	<b>41.064</b>	<b>112.178</b>	<b>693.118</b>	<b>3.899.738</b>	<b>485.000</b>	
Clientes Masivos	1.580.451	296.626	97.130	46.331	41.075	35.657	29.167	60.987	30.209	83.825	496.112	2.797.570	432.688	
Grandes Clientes	475.627	58.619	20.012	11.091	9.923	8.207	9.274	17.843	6.856	19.685	140.337	777.474	18.822	
Clientes Institucionales	161.196	18.857	8.038	5.399	21.709	4.016	3.885	32.258	3.999	8.668	56.669	324.694	33.490	
Provisión Deterioro	(25.512)	(6.285)	(12.611)	(11.343)	(12.984)	(15.223)	(12.531)	(68.246)	(27.955)	(69.702)	(562.771)	(825.163)	(32.338)	
Servicios no facturados	610.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	610.303	-	
Servicios facturados	1.606.971	374.102	125.180	62.821	72.707	47.880	42.326	111.088	41.064	112.178	693.118	3.289.435	485.000	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Brutos</b>	<b>2.598.215</b>	<b>379.555</b>	<b>126.931</b>	<b>63.270</b>	<b>73.883</b>	<b>48.227</b>	<b>42.652</b>	<b>111.564</b>	<b>41.551</b>	<b>120.886</b>	<b>701.237</b>	<b>4.307.971</b>	<b>497.193</b>	
<b>Total Provisión Deterioro</b>	<b>(27.829)</b>	<b>(6.308)</b>	<b>(12.613)</b>	<b>(11.343)</b>	<b>(12.984)</b>	<b>(15.230)</b>	<b>(12.535)</b>	<b>(68.785)</b>	<b>(28.437)</b>	<b>(73.411)</b>	<b>(568.888)</b>	<b>(838.363)</b>	<b>(32.338)</b>	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Netos</b>	<b>2.570.386</b>	<b>373.247</b>	<b>114.318</b>	<b>51.927</b>	<b>60.899</b>	<b>32.997</b>	<b>30.117</b>	<b>42.779</b>	<b>13.114</b>	<b>47.475</b>	<b>132.349</b>	<b>3.469.608</b>	<b>464.855</b>	

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 30.06.2022										Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días		
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>386.634</b>	<b>6.811</b>	<b>1.723</b>	<b>1.635</b>	<b>1.250</b>	<b>1.584</b>	<b>22</b>	<b>40</b>	<b>89</b>	<b>17.609</b>	<b>417.397</b>	<b>6.485</b>
Grandes Clientes	133.618	5.426	330	159	170	100	-	2	-	4.551	144.356	-
Cientes Institucionales	53.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.303	-
Otros	199.713	1.385	1.393	1.476	1.080	1.484	22	38	89	13.058	219.738	6.485
<b>Cartera repactada</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>2.192.453</b>	<b>240.997</b>	<b>92.281</b>	<b>57.292</b>	<b>49.367</b>	<b>48.182</b>	<b>37.975</b>	<b>35.133</b>	<b>41.865</b>	<b>875.881</b>	<b>3.671.426</b>	<b>234.379</b>
Cientes Masivos	1.606.172	164.185	59.882	33.273	31.735	30.976	22.763	23.423	26.050	612.880	2.611.339	127.470
Grandes Clientes	458.913	56.866	19.913	12.121	9.611	10.305	7.654	6.461	8.362	179.336	769.542	106.731
Cientes Institucionales	127.368	19.946	12.486	11.898	8.021	6.901	7.558	5.249	7.453	83.665	290.545	178
<b>Cartera repactada</b>	<b>146.432</b>	<b>72.897</b>	<b>32.768</b>	<b>15.655</b>	<b>12.438</b>	<b>12.615</b>	<b>9.293</b>	<b>47.346</b>	<b>9.926</b>	<b>111.498</b>	<b>470.868</b>	<b>99.989</b>
Cientes Masivos	94.438	57.182	27.176	10.568	9.946	10.241	7.408	43.091	7.918	89.378	357.346	66.940
Grandes Clientes	25.397	8.329	3.184	4.592	1.407	1.886	1.095	1.194	1.239	19.030	67.353	10.669
Cientes Institucionales	26.597	7.386	2.408	495	1.085	488	790	3.061	769	3.090	46.169	22.380
	<b>2.725.</b>	<b>320.</b>	<b>126.7</b>	<b>74.</b>	<b>63.0</b>	<b>62.3</b>	<b>47.2</b>	<b>82.5</b>	<b>51.8</b>	<b>1.004.9</b>	<b>4.559</b>	<b>3</b>
<b>Total cartera bruta</b>	<b>519</b>	<b>705</b>	<b>72</b>	<b>582</b>	<b>55</b>	<b>81</b>	<b>90</b>	<b>19</b>	<b>80</b>	<b>88</b>	<b>.691</b>	<b>40.853</b>

miles de dólares estadounidenses -  
MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2021											Total Corriente	Total No Corriente	
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días				
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>380.941</b>	<b>5.453</b>	<b>1.751</b>	<b>449</b>	<b>1.176</b>	<b>347</b>	<b>326</b>	<b>476</b>	<b>487</b>	<b>16.827</b>	<b>408.233</b>	<b>12.193</b>		
Grandes Clientes	133.912	3.657	1.226	305	333	301	-	225	-	4.347	144.306	12.163		
Cientes Institucionales	43.486	162	-	-	-	-	-	-	-	-	43.648	-		
Otros	203.543	1.634	525	144	843	46	326	251	487	12.480	220.279	30		
<b>Cartera repactada</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>DISTRIBUCIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>2.113.807</b>	<b>352.457</b>	<b>109.956</b>	<b>51.754</b>	<b>61.799</b>	<b>37.878</b>	<b>32.692</b>	<b>101.521</b>	<b>32.813</b>	<b>705.509</b>	<b>3.600.186</b>	<b>339.418</b>		
Cientes Masivos	1.510.037	278.741	84.853	36.992	31.769	27.271	22.000	53.562	23.352	512.046	2.580.623	335.099		
Grandes Clientes	452.614	56.132	18.135	10.079	8.856	7.018	7.561	16.147	5.794	143.181	725.517	4.137		
Cientes Institucionales	151.156	17.584	6.968	4.683	21.174	3.589	3.131	31.812	3.667	50.282	294.046	182		
<b>Cartera repactada</b>	<b>103.467</b>	<b>21.645</b>	<b>15.224</b>	<b>11.067</b>	<b>10.908</b>	<b>10.002</b>	<b>9.634</b>	<b>9.567</b>	<b>8.251</b>	<b>99.787</b>	<b>299.552</b>	<b>145.582</b>		
Cientes Masivos	70.415	17.885	12.276	9.339	9.305	8.386	7.755	7.095	6.358	67.891	216.705	118.050		
Grandes Clientes	23.012	2.487	1.878	1.012	1.068	1.189	1.394	1.872	1.222	16.841	51.975	9.094		
Cientes Institucionales	10.040	1.273	1.070	716	535	427	485	600	671	15.055	30.872	18.438		
<b>Total cartera bruta</b>	<b>2.598.215</b>	<b>379.555</b>	<b>126.931</b>	<b>63.270</b>	<b>73.883</b>	<b>48.227</b>	<b>42.652</b>	<b>111.564</b>	<b>41.551</b>	<b>822.123</b>	<b>4.307.971</b>	<b>497.193</b>		

## ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2022		al 31.12.2021		al 30.06.2022		al 31.12.2021	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	2	-	-	-	-	-	4	-	2
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	170.208	11.259	142.612	3.069	65.475	11.030	61.208	10.318	105.937	-	88.248	-	607.883	4.888	585.845	4.554	16.820	-	16.876	-	966.323	27.177	894.789	17.941
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	358	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358
<b>Total Activo Estimado</b>	<b>170.208</b>	<b>11.259</b>	<b>142.970</b>	<b>3.069</b>	<b>65.475</b>	<b>11.030</b>	<b>61.975</b>	<b>12.240</b>	<b>105.937</b>	<b>-</b>	<b>88.248</b>	<b>-</b>	<b>607.883</b>	<b>4.892</b>	<b>585.845</b>	<b>4.556</b>	<b>16.820</b>	<b>-</b>	<b>16.876</b>	<b>-</b>	<b>966.323</b>	<b>27.181</b>	<b>895.147</b>	<b>17.943</b>
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	17.903	15.842	102.729	12.218	28.697	11.932	37.500	9.333	76.735	-	44.869	-	374.709	64.168	701.646	54.772	-	-	-	-	498.044	91.942	886.744	76.323
<b>Total Pasivo Estimado</b>	<b>17.903</b>	<b>15.842</b>	<b>102.729</b>	<b>12.218</b>	<b>28.697</b>	<b>11.932</b>	<b>37.500</b>	<b>9.333</b>	<b>76.735</b>	<b>-</b>	<b>44.869</b>	<b>-</b>	<b>374.709</b>	<b>64.168</b>	<b>701.646</b>	<b>54.772</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>498.044</b>	<b>91.942</b>	<b>886.744</b>	<b>76.323</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL			
	2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021		2022		2021	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	182.782	11.958	152.454	12.110	77.380	11.096	55.680	10.524	103.716	-	86.202	-	625.659	5.043	441.637	3.937	16.820	-	15.659	-	1.006.357	28.097	751.632	26.571
Compras de Energía	17.948	16.828	42.564	13.398	28.871	12.004	35.023	10.239	76.718	-	48.332	-	386.735	66.044	532.407	68.737	-	-	-	-	510.272	94.876	658.326	92.374

#### ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 30.06.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	161.901	676.945	751.700	1.590.546	63.067	817.048	1.062.435	1.942.550
Entre 31 y 60 días	62.603	315.701	48.834	427.138	65.958	581.141	48.616	695.715
Entre 61 y 90 días	29.450	25.477	6.779	61.706	19.513	82.550	4.599	106.662
Entre 91 y 120 días	50.425	34.172	10.253	94.850	3.198	20.119	2.535	25.852
Entre 121 y 365 días	33.617	115.240	20.427	169.284	32	65.861	18.718	84.611
Más de 365 días	-	24.731	71.294	96.025	-	20.915	77.355	98.270
<b>Total</b>	<b>337.996</b>	<b>1.192.266</b>	<b>909.287</b>	<b>2.439.549</b>	<b>151.768</b>	<b>1.587.634</b>	<b>1.214.258</b>	<b>2.953.660</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 30.06.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	2.923	51.164	40.319	94.406	2.092	42.170	26.389	70.651
Entre 31 y 60 días	-	-	31.533	31.533	-	-	20.731	20.731
Entre 61 y 90 días	-	-	26.126	26.126	-	-	25.277	25.277
Entre 91 y 120 días	-	-	33.064	33.064	-	-	25.690	25.690
Entre 121 y 365 días	-	-	61.536	61.536	-	-	46.273	46.273
Más de 365 días	-	-	528.062	528.062	-	-	387.492	387.492
<b>Total</b>	<b>2.923</b>	<b>51.164</b>	<b>720.640</b>	<b>774.727</b>	<b>2.092</b>	<b>42.170</b>	<b>531.852</b>	<b>576.114</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 30.06.2022				al 31.12.2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	13.453	132.347	1.583.233	1.729.033	7.868	129.069	1.730.335	1.867.272
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	12.485	-	12.485	-	9.619	-	9.619
Compra de Activos	151.074	27.058	9.012	187.144	49.718	97.856	-	147.574
Cuentas por pagar bienes y servicios	176.392	1.071.540	37.682	1.285.614	96.274	1.393.260	15.775	1.505.309
<b>Total</b>	<b>340.919</b>	<b>1.243.430</b>	<b>1.629.927</b>	<b>3.214.276</b>	<b>153.860</b>	<b>1.629.804</b>	<b>1.746.110</b>	<b>3.529.774</b>